



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE REGULADOR DE TENSIÓN,  
REGULADOR DE VELOCIDAD Y PSS DE UNIDADES GENERADORAS DE  
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CARENA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

**JOSÉ IGNACIO ROSALES GARRIDO**

**PROFESOR GUÍA:  
ALFREDO SCHNELL DRESEL**

**MIEMBROS DE LA COMISION:  
RODRIGO ROZAS VALDERRAMA  
PATRICIO MENDOZA ARAYA**

**SANTIAGO DE CHILE  
2016**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: JOSÉ IGNACIO ROSALES GARRIDO  
FECHA: DICIEMBRE 2016  
PROF. GUÍA: ALFREDO SCHNELL DRESEL

## Resumen

---

El presente informe analiza la estructura básica, características y el efecto de la sintonización de cada uno de los parámetros de tres elementos de control en una unidad generadora: El controlador de velocidad, el controlador de tensión y el estabilizador de sistema de potencia. Para asegurar la estabilidad dentro de un sistema eléctrico de potencia, es necesario que los reguladores mencionados estén correctamente ajustados, por lo cual esta memoria busca proponer una metodología para cumplir ese objetivo.

El estudio abarca el control enfocado a centrales hidráulicas, verificando métodos de ajuste para compensadores PI y *lead-lag*. Se aplicaron las metodologías al caso particular de la Central Hidroeléctrica Carena: Se utilizó el compensador del tipo PI dentro del control de velocidad, ajustado mediante las técnicas de Bode y *Ziegler-Nichols*. Por otro lado, tanto para el control de tensión como para el estabilizador de potencia se utilizaron controladores del tipo *lead-lag*, los cuales fueron ajustados mediante técnicas de Bode.

Se realizó el ajuste y las pruebas de los controladores en un modelo equivalente a una unidad de la central, con el fin de verificar que estos elementos cumplieran con las exigencias de la Norma Técnica. Se comprobó que la sintonización de los parámetros de los reguladores según los criterios sugeridos mejoró la estabilidad del sistema. En particular para el regulador de velocidad, se comprobó que el ajuste mediante técnicas de Bode tiene un mejor desempeño que el ajuste mediante el método *Ziegler-Nichols*. Por otro lado, la adición de la señal del estabilizador de potencia amortigua un polo de oscilación electromecánica, mejorando la respuesta del sistema.

La aplicación de esta sintonización a cada una de las unidades de un modelo equivalente a las cuatro unidades de la central Carena requirió de un reajuste. Esto debido a que existe un cambio importante en la topología de la red. Se hizo un reajuste completo de los bloques *lead-lag* del sistema de excitación, mientras que sólo se ajustó la parte integral del regulador de velocidad, debido a que se buscaba reducir el error de estado estacionario. Finalmente, se reajustó el estabilizador de potencia para incluir un modo de oscilación más presente.

Se comprobó que el ajuste mediante esta metodología cumple con los requerimientos mínimos de la Norma Técnica. La nueva sintonización asegura que la operación está dentro de los niveles de la carta de operación redefinida. Además, se comprobó la utilidad del estabilizador para la Central Carena, a pesar de que, por el nivel de potencia de la central, la Norma Técnica no lo exige.

## Agradecimientos

---

Agradezco de todo corazón a mis padres Juan Enrique y María Cecilia, cuya crianza, amor incondicional y entrega de valores me han formado como persona y me han convertido en un hombre que se juega todo por alcanzar los objetivos que busca, como los de este trabajo. A mis hermanos Natalia, Juan y Manuel, cuya compañía me ha hecho madurar y no decaer en los momentos más difíciles, en especial cuando se inició la etapa de mi vida en Santiago.

Doy mi mayor agradecimiento al señor Rodrigo Rozas por darme la oportunidad de realizar el presente trabajo en la empresa Colbún S.A. Del mismo modo, agradecer su compromiso, ayuda y trato durante este proceso. Asimismo, extiendo mi agradecimiento a Miguel Segura, Marcelino Saavedra y a todas las personas de la subgerencia de Ingeniería y Proyectos, quienes me brindaron de su ayuda y cordialidad durante estos meses de trabajo.

Por su orientación y apoyo constante, agradecer al Dr. Alfredo Schnell y la Dra. Claudia Rahmann. Sus consejos, acertadas correcciones y oportunas respuestas han hecho posible que este trabajo sea desarrollado de forma eficiente, idónea y con buenos resultados. Agradecer también al Dr. Patricio Mendoza por asumir la responsabilidad de ser parte de mi comisión cuando se le solicitó, entendiendo y empatizando con las circunstancias.

Por su compañía agradecer a Macarena Andrade y Diego Sáenz, mis mejores amigos en los primeros y últimos 3 años de la universidad respectivamente, con quienes más de una vez gastamos neuronas estudiando y escribiendo informes. Agradecer también por su compañía a la Hermandad, a los OPAMPs y al Energy Lab, grupos de amigos de los cuales fui parte orgullosamente durante cada par de años de mi carrera y a quienes espero seguir viendo en el futuro. Extiendo los mismos buenos deseos al Corillo, cuyos panoramas ayudaron a que mi existencia en la universidad fuera más llevadera.

Finalmente, pero no menos importante, agradezco a mi amada Carolina Cárdenas, por su infalible compañía, su incondicional apoyo y su cariño único. Sin ella, el cariño y la dedicación a este trabajo no tendrían el mismo significado.

# Tabla de Contenido

---

Resumen.....	i
Agradecimientos .....	ii
Índice de Tablas.....	v
Índice de Ilustraciones.....	vi
1 Introducción .....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos .....	2
1.2.1 Objetivos generales.....	2
1.2.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Estructura del trabajo .....	2
1.4 Alcances .....	3
2 Estado del arte.....	5
2.1 Generador síncrono y sistema de excitación .....	5
2.1.1 Modelo matemático de un generador síncrono .....	6
2.2 Sistema de excitación y funciones de control .....	13
2.2.1 Sistema de excitación.....	13
2.3 Sistemas hidráulicos y control de velocidad.....	22
2.3.1 Sistemas hidráulicos.....	22
2.3.2 Regulación de velocidad.....	27
2.4 Criterios de Seguridad relacionado a estabilidad según NTSyCS .....	31
3 Métodos de ajuste de controladores.....	34
3.1 Método <i>Ziegler-Nichols</i> .....	34
3.2 Método de respuesta en frecuencia .....	36
3.2.1 Preliminares.....	36
3.2.2 Descripción del método .....	36
3.3 Amortiguamiento de polos críticos utilizando compensación en fase .....	39
4 Metodología .....	41
4.1 Contextualización.....	42
4.2 Modelo de una máquina.....	42
4.3 Modelo multimáquina .....	42
5 Caso de estudio.....	44

5.1	Definición de sistema a estudiar .....	44
5.1.1	El sistema y sus elementos .....	44
5.1.2	Información técnica de Central Carena .....	45
6	Implementación .....	48
6.1	Modelos de Carena.....	48
6.1.1	Elementos básicos del modelo de Carena .....	48
6.1.2	Modelo de una sola máquina.....	52
6.1.3	Modelo multimáquina .....	52
6.2	Ajuste de parámetros de controladores .....	55
6.2.1	Regulador de velocidad.....	55
6.2.2	Regulador de tensión .....	56
6.2.3	Estabilizador de potencia.....	57
7	Resultados.....	59
7.1	Ajuste de reguladores .....	59
7.1.1	Ajuste del regulador de velocidad.....	59
7.1.2	Ajuste de regulador de voltaje .....	60
7.1.3	Ajuste de PSS .....	60
7.2	Resultados de pruebas de modelo de una sola máquina en red .....	63
7.2.1	Funcionamiento del Control de velocidad.....	63
7.2.2	Funcionamiento del control de tensión .....	65
7.2.3	Funcionamiento del PSS .....	66
7.3	Resultados de pruebas de modelo de una sola máquina en isla .....	71
7.4	Resultado de pruebas de modelo multimáquina .....	74
7.4.1	Reajuste del control de velocidad.....	75
7.4.2	Reajuste de control de tensión y del PSS.....	76
7.4.3	Pruebas finales.....	77
7.5	Nuevo diagrama de operación .....	80
8	Conclusiones .....	83
9	Bibliografía.....	85

## Índice de Tablas

---

Tabla 1: Rangos típicos de modos electromecánicos. ....	18
Tabla 2: Ajuste de constantes de primer método de Ziegler-Nichols. ....	35
Tabla 3: Ajuste de constantes de primer método de Ziegler-Nichols. ....	35
Tabla 4: Compensadores de fase. ....	37
Tabla 5: Información Técnica de Turbina de Central Carena.....	45
Tabla 6: Información Técnica de Generador de Central Carena.....	46
Tabla 7: Información Técnica de Transformador de Central Carena .....	47
Tabla 8: Ajuste del regulador de velocidad. ....	59
Tabla 9: Ajuste de regulador de voltaje. ....	60
Tabla 10: Ajuste del PSS .....	61
Tabla 11: Modos de oscilación electromecánicas. ....	61
Tabla 12: Resultado de pruebas de escalón del 5%. ....	66
Tabla 13: Resultados de pruebas de escalón del 5% en vacío. ....	73
Tabla 14: Reajuste de parámetros regulador de voltaje.....	76
Tabla 15: Modos de oscilación en sistema multimáquina. ....	76

# Índice de Ilustraciones

---

Ilustración 1: Diagrama básico de control en generador. ....	5
Ilustración 2: Diagrama básico de control en generador. ....	6
Ilustración 3: Circuitos de rotor y estator en máquina síncrona.....	7
Ilustración 4: Diagrama básico de control en generador. ....	13
Ilustración 5: Funciones de control y protección de sistema de excitación [3]. ....	14
Ilustración 6: Modelo de regulador de tensión ST5B [9].....	16
Ilustración 7: Modos de oscilación electromecánica.....	18
Ilustración 8: Esquema de conexión y estructura de un PSS.....	19
Ilustración 9: Esquema de la formación de la integral de cambio de potencia acelerante. .....	20
Ilustración 10: Modelo PSS2B del tipo integral de potencia acelerante. ....	21
Ilustración 11: Diagrama básico de control en generador. ....	22
Ilustración 12: Vasos comunicantes. ....	23
Ilustración 13: Respuesta en frecuencia ante perturbación [4].....	27
Ilustración 14: Función de transferencia de respuesta inercial.....	28
Ilustración 15: Gobernador PID [13]. ....	30
Ilustración 16: Curva de respuesta en forma de S. ....	35
Ilustración 17: Función de transferencia H(s).....	39
Ilustración 18: Metodología seguida.....	41
Ilustración 19: Diagrama unilineal de Carena y S/E cercanas.....	45
Ilustración 20: Representación en Matlab de máquina síncrona.....	48
Ilustración 21: Representación en Matlab de turbina hidráulica. ....	49
Ilustración 22: Bloque de regulador de velocidad en Matlab. ....	49
Ilustración 23: Representación en Matlab de regulador de velocidad. ....	49
Ilustración 24: Bloque de regulador de tensión en Matlab.....	50
Ilustración 25: Bloque de PSS en Matlab. ....	50
Ilustración 26: Representación en Matlab de ST5B. ....	51
Ilustración 27: Representación en Matlab de PSS2B.....	51
Ilustración 28: Representación en Matlab de transformador elevador. ....	52
Ilustración 29: Representación en Matlab de modelo de una sola máquina .....	53
Ilustración 30: Representación en Matlab de modelo multimáquina. ....	54
Ilustración 31: Zoom de representación en Matlab de modelo multimáquina.....	55
Ilustración 32: Mapa de polos y ceros de sistema sin PSS. ....	62
Ilustración 33: Zoom de mapa de polos y ceros de sistema sin PSS. ....	62
Ilustración 34: Diagrama de Bode de fase de sistema sin PSS. ....	63
Ilustración 35: (a) Respuesta de Potencia Eléctrica ante variación de potencia de referencia. (b) Zoom.....	64
Ilustración 36: (a) Respuesta de frecuencia ante variación de potencia de referencia. (b) Zoom. ....	64
Ilustración 37: Respuesta del sistema ante escalón de tensión de un 5%. ....	65

Ilustración 38: (a) Respuesta de potencia eléctrica ante variación de consigna de potencia. (b) Zoom. ....	66
Ilustración 39: Respuesta de Velocidad ante variación de consigna de potencia. ....	67
Ilustración 40: Respuesta de tensión en bornes ante variación de consigna de potencia. ....	67
Ilustración 41: Respuesta de potencia eléctrica ante aumento de consigna de tensión. ....	68
Ilustración 42: Respuesta de frecuencia ante aumento de consigna de tensión. ....	68
Ilustración 43: Respuesta de tensión en bornes ante aumento de tensión de referencia. ....	69
Ilustración 44: (a) Respuesta de potencia eléctrica ante baja de consigna de tensión (b) Zoom de señal con PSS. ....	69
Ilustración 45: Respuesta de frecuencia ante disminución de consigna de tensión. ....	70
Ilustración 46: Respuesta de tensión en bornes ante disminución de consigna de tensión. ....	70
Ilustración 47: Potencia activa ante escalón de tensión, operación en isla. ....	72
Ilustración 48: Frecuencia ante escalón de tensión, operación en isla. ....	72
Ilustración 49: Respuesta de tensión en bornes ante escalón de tensión, operación en isla. ....	73
Ilustración 50: Respuesta de potencia activa ante escalón de potencia en isla. ....	74
Ilustración 51: Respuesta de frecuencia ante escalón de potencia en isla. ....	74
Ilustración 52: Tensión en bornes en sistema multimáquina, ajuste inicial. ....	75
Ilustración 53: (a) Potencia activa en sistema multimáquina, ajuste inicial. (b) Zoom. ...	75
Ilustración 54: Potencia activa de sistema multimáquina ante escalón de tensión en unidad 4. ....	78
Ilustración 55: Frecuencia de sistema multimáquina ante escalón de tensión en unidad 4. ....	78
Ilustración 56: Tensión en bornes de unidad 4 de multimáquina ante escalón de tensión. ....	79
Ilustración 57: Potencia activa de sistema multimáquina ante escalón de potencia. ....	79
Ilustración 58: Frecuencia de sistema multimáquina ante escalón de potencia. ....	80
Ilustración 59: Tensión en bornes de sistema multimáquina ante escalón de potencia. ....	80
Ilustración 60: Nuevo diagrama de operación. ....	81



# 1 Introducción

---

## 1.1 Motivación

En un sistema eléctrico de potencia (SEP) es fundamental que exista un suministro seguro y continuo de energía. Para esto, es necesario que las tensiones en las barras del sistema se encuentren cercanos a sus valores nominales y que la frecuencia del sistema se mantenga en torno a los  $50 \pm 0,025 [Hz]$ , según lo establecido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [1]. Esto se logra principalmente mediante acciones de los equipos de control, que se encargan de mantener los niveles de voltaje y el balance de carga/generación en todo instante. En caso de producirse una perturbación tal que los reguladores no fueran capaces de devolver al sistema a un estado normal de operación, entonces los valores de tensión o frecuencia (dependiendo de la perturbación que se haya producido) se alejarían de sus niveles de operación, siendo necesaria la apertura de relés de sobre/bajo voltaje o sobre/baja frecuencia. A raíz de estas desconexiones se producen pérdidas de distinta importancia en el SEP, dada la falta de energía eléctrica, tanto en consumos domésticos como industriales.

Las unidades generadoras poseen sistemas de control automático que mantienen la corriente de campo y la velocidad de giro del rotor dentro de sus valores nominales. Algunos de estos son: Los sistemas de control de frecuencia, los sistemas de control de excitación, los estabilizadores de sistema de potencia, entre otros.

Los sistemas de control de frecuencia, con el fin de mantener el balance carga/generación envían señales a las válvulas que modifican la cantidad de vapor (centrales térmicas) o la apertura de las compuertas que determinan el caudal (centrales hidráulicas), de modo de aumentar o reducir la potencia inyectada a la red. Este sistema está relacionado con el control primario de frecuencia (CPF) y tiene como objetivo mantener tanto la potencia como la frecuencia en su punto de operación [2].

Los sistemas de control de excitación (SCE) tienen por objetivo abastecer y ajustar automáticamente la corriente de campo para mantener la tensión de salida del generador de acuerdo a los valores predeterminados dentro de la curva de operación. Esto se logra enviando una señal llamada consigna que determina el nivel de voltaje del campo del generador [3] [4].

Por otro lado, existen oscilaciones inherentes al SEP que, al estar mal amortiguadas, pueden provocar un mal comportamiento dinámico de este. Es el caso de las oscilaciones electromecánicas, que contienen frecuencia en una banda comprendida entre  $0,1 [Hz]$  y  $3,0 [Hz]$  [5].

Para combatir estas oscilaciones, se adiciona al sistema de control de excitación un estabilizador de sistema de potencia (PSS, sigla de su nombre en inglés *Power System Stabilizer*). El PSS añade amortiguación a dichas oscilaciones, mediante un

ajuste a la excitación de la máquina, con el fin de desarrollar componentes del momento eléctrico en fase con las desviaciones de la velocidad del rotor [5].

El objetivo principal de este trabajo, realizado en la Gerencia de Ingeniería de la empresa Colbún S.A., es realizar un estudio para proponer una metodología que permita ajustar correctamente los reguladores recientemente descritos, y que serán analizados en detalle en capítulos posteriores, de modo de asegurar la estabilidad y el cumplimiento de la NTSyCS. Esta metodología será utilizada para el caso particular de la Central Hidroeléctrica Carena, la cual posee cuatro unidades de 2,6 [MVA] instaladas [6]. Dado que el trabajo considera el ajuste de múltiples sistemas de control, es de gran interés plantear una metodología que considere el funcionamiento de uno en la sintonización de otros.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivos generales

El objetivo general es determinar, tanto para operación en red como en isla de la Central Carena, los parámetros que deben tener los sistemas de regulación a través de estudios dinámicos:

- Regulador de velocidad
- Regulador de tensión
- *Power System Stabilizer* (PSS): Estabilizador de sistema de potencia

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Hacer búsquedas bibliográficas y de estado del arte con respecto a teoría de control, sistemas hidráulicos, sistemas de excitación, oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia, control de frecuencia, control de tensión y métodos de ajuste de controladores.
- Modelar, a través de herramientas computacionales, los elementos necesarios de una central hidroeléctrica para el estudio del control de tensión y de frecuencia.
- Proponer una metodología para el ajuste de los controladores. Aplicar ajustes al modelo de los controladores correspondientes.
- Analizar la respuesta a perturbaciones incorporadas al modelo, observando escalón de potencia y de tensión. Verificar el cumplimiento de las exigencias de la NTSyCS en diferentes escenarios.

## 1.3 Estructura del trabajo

Con el fin de orientar la realización y posterior lectura de este documento, este estudio se divide en siete capítulos, los cuales son explicados a continuación.

El Capítulo 1 plantea las motivaciones para el desarrollo de este trabajo, los objetivos de este y el alcance que tiene.

El Capítulo 2 presenta los conceptos básicos de generación eléctrica y el funcionamiento principal de los generadores eléctricos, tanto del sistema de turbinas como sistema de excitación. Dado que se realiza un estudio particular en una central con generadores de turbina Francis y sistema de excitación estática, se da mayor énfasis en estos conceptos. A continuación, se cubren de manera teórica los métodos y sistemas de control de esta máquina, dando gran cobertura al funcionamiento de este sistema, el objetivo que deben cumplir y la forma en que lo realizan.

El Capítulo 3 expone estrategias de ajuste de controladores del tipo PID y del tipo *lead-lag* utilizando técnicas tradicionales extraídas de la literatura especializada.

El Capítulo 4 plantea la metodología con la cual se aborda el problema de sintonización de estos parámetros, exponiendo paso a paso cómo se modela el problema y su estructuración.

El Capítulo 5 contextualiza con respecto al caso de estudio de la Central Hidroeléctrica Carena. En particular, se da énfasis a los datos técnicos utilizados para modelar la central, y el sistema eléctrico en el cual se encuentra.

El Capítulo 6 muestra las técnicas utilizadas para construir y ajustar los modelos descritos en el Capítulo 2, utilizando los métodos indicados en el Capítulo 3.

El Capítulo 7 expone los principales resultados del trabajo realizado, en torno al ajuste de parámetros óptimo obtenido de los estudios y pruebas realizadas en el modelo de la central Carena.

En el Capítulo 8 se realizan las conclusiones del trabajo realizado.

#### 1.4 Alcances

Se debe establecer una metodología para el ajuste de los parámetros de los tres reguladores mencionados en los puntos anteriores, por lo que es necesario un orden de ajuste de los parámetros.

Se utilizaron modelos no lineales de casi todos los elementos que representan a una unidad generadora. La única excepción fue el modelo de la turbina hidráulica, que fue definida principalmente por su constante de agua, debido a la necesidad de simplicidad en el modelo. El sistema completo considera, además de los sistemas de control a ajustar, la turbina hidráulica, el gobernador, el rotor y el estator de los generadores, un transformador elevador y todos los sistemas necesarios para la extracción de información.

El ajuste del sistema de control de frecuencia está enfocado en el control primario de frecuencia (CPF). No se realizó un análisis de control secundario ni terciario de frecuencia. Además, para el ajuste, se consideró la consigna de tensión de excitación se mantiene constante en 1 [pu].

El ajuste del sistema de excitación consideró un control basado en la medición de la tensión en bornes. No se realizó un análisis y ajuste basado utilizando la corriente de campo como medida de control. Sin desmedro de lo anterior, este lazo ha sido incluido en los modelos. Este estudio fue hecho previo a la inclusión del PSS y posterior a la inclusión del CPF.

El ajuste del PSS fue realizado posterior al ajuste de los dos anteriores, en un modelo que los considera a ambos. Luego, fue realizado un nuevo ajuste, el cual contempla cuatro máquinas idénticas operando en conjunto con sus respectivos sistemas de control, que son explicados más adelante.

El sistema no está considerado bajo condiciones de contingencia del tipo cortocircuito, pues el análisis se realiza bajo condiciones normales y estables, donde la única contingencia es un escalón intempestivo de tensión y/o de carga.

## 2 Estado del arte

Esta sección expone los conceptos básicos y la modelación de los distintos elementos involucrados en el funcionamiento de una central hidroeléctrica de pasada, que tienen relación con el control de tensión y el control de velocidad de esta. Inicialmente, se presenta y se explica el modelo del generador eléctrico (Sección 2.1). En la sección 2.2 se presenta y analizan algunas funciones de control del sistema de excitación. Luego, en la sección 2.3, se realiza un análisis a los elementos hidráulicos de la central y el control de velocidad. Finalmente, la sección 2.4 muestra los artículos de la norma técnica chilena que tienen relación con las funciones de control relacionadas con este estudio.

En la Ilustración 1 se muestra en forma resumida cómo interactúan los distintos sistemas que conforman una unidad generadora y que son parte de este estudio. Cada uno de los seis bloques expuestos es analizado en profundidad en las próximas secciones.

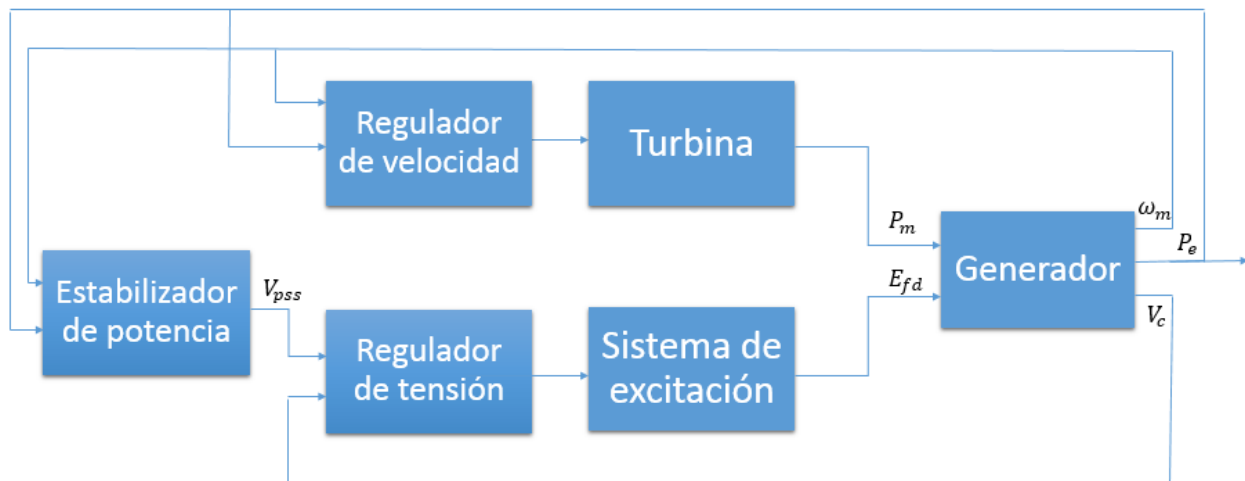


Ilustración 1: Diagrama básico de control en generador.

### 2.1 Generador síncrono y sistema de excitación

El objetivo de este capítulo es definir y explicar el modelo matemático de los elementos de un generador (marcado en rojo en la Ilustración 2).

Un generador síncrono es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica. El generador síncrono está compuesto principalmente de una parte móvil o rotor y de una parte fija o estator. Al funcionar como generador (dado que también puede operar como motor), se le inyecta corriente continua a los devanados del campo o rotor, el cual se encuentra girando a velocidad nominal. Esto es percibido por los devanados de la armadura o estator con un campo magnético variable, por lo cual se induce un diferencial de tensión entre los extremos de estos devanados.

Una máquina síncrona se diferencia de otras máquinas (como la máquina de inducción) porque su velocidad de eje opera de forma constante dada por la frecuencia de la red [7].

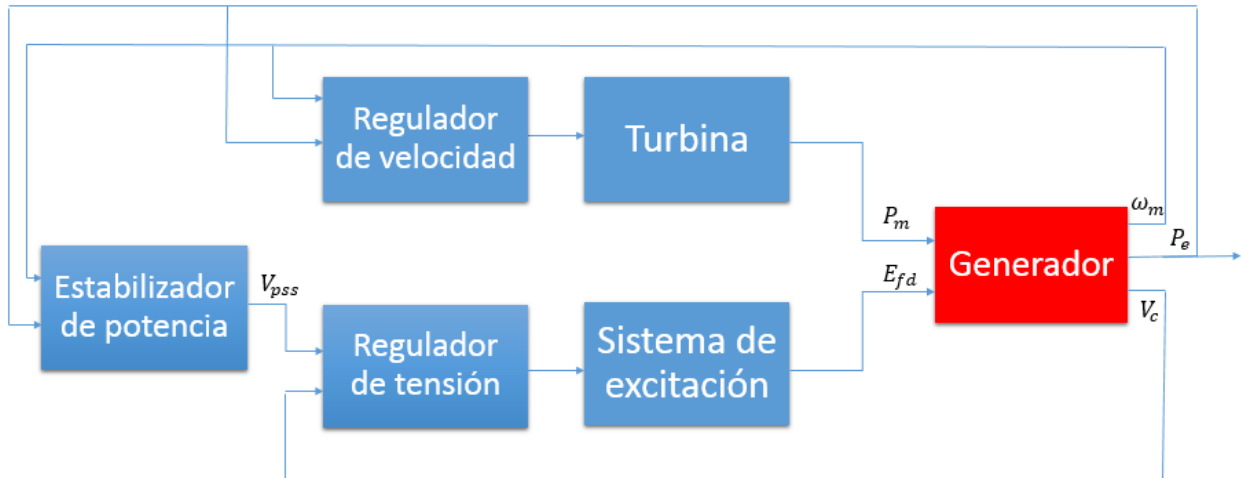


Ilustración 2: Diagrama básico de control en generador.

## 2.1.1 Modelo matemático de un generador síncrono

### 2.1.1.1 Generador síncrono representado por sus parámetros fundamentales

Para definir el modelo matemático de una máquina síncrona, se realizan los siguientes supuestos [3] [4]:

- Los enrollados del estator están distribuidos sinusoidalmente a lo largo del entrehierro.
- Las ranuras del estator no causan una variación apreciable en la inductancia del rotor.
- La histéresis magnética es despreciable.
- Los efectos de la saturación magnética son despreciables.

Todos los supuestos son razonables y comprobados mediante mediciones de desempeño en el generador síncrono, con excepción del desprecio de la saturación magnética. A pesar de que la saturación magnética es importante, dada la relación lineal entre la tensión y la corriente de campo, este es un efecto que se puede incorporar al final en caso de ser necesario [4].

La Ilustración 3 muestra a los circuitos involucrados en el análisis del generador síncrono. El circuito del estator consiste en un enrollado de armadura de tres fases de corriente alterna. Los circuitos del rotor consideran un enrollado de campo (alimentado con corriente continua, proveniente del sistema de excitación) y circuitos amortiguadores [3].

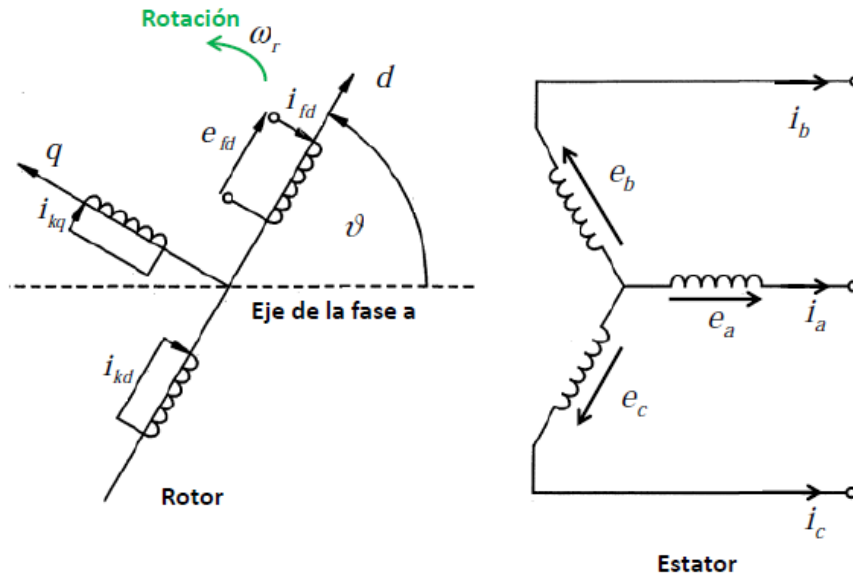


Ilustración 3: Circuitos de rotor y estator en máquina síncrona.

Donde,

- $k_d, k_q$     circuito amortiguador del eje d, q
- $f_d$         enrollado de campo
- $a, b, c$     enrollado del estator (fases)
- $\omega_r$         velocidad angular del rotor
- $\vartheta$          ángulo con que el eje  $d$  se aleja del eje magnético de la fase

Cuando la máquina actúa como generador, el rotor gira a velocidad  $\omega_r$ , induciendo un flujo magnético en el núcleo del sistema rotor-estator. Como consecuencia de esto, se induce en los enrollados del estator una diferencia de tensión (ley de Faraday).

Para representar este proceso, las ecuaciones para las tensiones del rotor, según la ley de Faraday, son las siguientes:

$$e_a = \frac{d\psi_a}{dt} - R_a i_a \quad (2.1)$$

$$e_b = \frac{d\psi_b}{dt} - R_b i_b \quad (2.2)$$

$$e_c = \frac{d\psi_c}{dt} - R_c i_c \quad (2.3)$$

Donde,

- $\psi$  es el flujo magnético inducido en los enrollados.
- $e$  es la tensión inducida en los enrollados.
- $i$  es la corriente que pasa por los enrollados.
- $R$  es la resistencia interna de los enrollados.

Por otro lado, las ecuaciones del rotor son las siguientes:

$$e_{fd} = \frac{d\psi_{fd}}{dt} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.4)$$

$$0 = \frac{d\psi_{kd}}{dt} + R_{kd}i_{kd} \quad (2.5)$$

$$0 = \frac{d\psi_{kq}}{dt} + R_{kq}i_{kq} \quad (2.6)$$

Tanto en las ecuaciones del rotor como en las del estator, existe una dependencia del flujo magnético inducido en el respectivo enrollado. Este valor en particular es complicado de calcular, dado que depende de las inductancias mutuas que existen entre todos los enrollados del sistema con la respectiva, así como la inductancia propia [3].

La inductancia de un enrollado con respecto a otro depende de la posición mutua que exista entre enrollados. Es por esta razón que la inductancia mutua entre un enrollado del rotor y un enrollado del estator dependerá del ángulo de desviación con el cual se encuentre ubicado el rotor, y por lo tanto, es variable en el tiempo.

Para simplificar el estudio del generador, se utiliza la transformada de Park, la cual cambia la referencia a los ejes directo y en cuadratura del rotor (eje d y eje q) [3] [4]:

$$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 120^\circ) & -\sin(\theta + 120^\circ) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} \quad (2.7)$$

De modo que las ecuaciones del estator quedan:

$$e_d = \frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q\omega_r - R_a i_a \quad (2.8)$$

$$e_q = \frac{d\psi_q}{dt} + \psi_d\omega_r - R_b i_b \quad (2.9)$$

Donde  $\omega_r$  es la velocidad angular del rotor y:

$$\psi_d = -\left(L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2}L_{aa2}\right)i_d + L_{afd}i_{fd} + L_{akd}i_{kd} \quad (2.10)$$

$$\psi_q = -\left(L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2}L_{aa2}\right)i_q + L_{akq}i_{kq} \quad (2.11)$$

Por otro lado, las ecuaciones del rotor:

$$e_{fd} = \frac{d\psi_{fd}}{dt} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.12)$$



$$0 = \frac{d\psi_{kd}}{dt} + R_{kd}i_{kd} \quad (2.13)$$

$$0 = \frac{d\psi_{kq}}{dt} + R_{kq}i_{kq} \quad (2.14)$$

Donde,

$$\psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{fkd}i_{kd} - \frac{3}{2}L_{afd}i_d \quad (2.15)$$

$$\psi_{kd} = L_{fkd}i_{fd} + L_{kkd}i_{kd} - \frac{3}{2}L_{akd}i_d \quad (2.16)$$

$$\psi_{kq} = L_{kkq}i_{kq} - \frac{3}{2}L_{akq}i_q \quad (2.17)$$

### 2.1.1.2 Parámetros operacionales de un generador síncrono

Las resistencias e inductancias utilizadas en las ecuaciones (2.8) a (2.17) son los parámetros necesarios para definir el modelo matemático de un generador eléctrico. Sin embargo, la mayoría de estos parámetros no se pueden calcular de manera directa mediante mediciones de la respuesta del generador. Por esta razón, se vuelve necesario expresar dichos parámetros en términos de parámetros observados en la respuesta real de la máquina.

De aquí en adelante se hace el supuesto de que existen dos circuitos amortiguadores, de modo que las ecuaciones (2.8) a (2.17), expresadas en por unidad, quedan definidas de la siguiente forma:

$$e_d = \frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q\omega_r - R_a i_a \quad (2.18)$$

$$e_q = \frac{d\psi_q}{dt} + \psi_d\omega_r - R_b i_b \quad (2.19)$$

Donde,

$$\psi_d = -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}i_{fd} + L_{ad}i_{1d} \quad (2.20)$$

$$\psi_q = -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{aq}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} \quad (2.21)$$

Donde además se han separado las inductancias propias en los ejes  $d$  y  $q$  en dos partes: la inductancia que no tiene relación con ningún circuito del rotor ( $L_l$ ) y la inductancia mutua que relaciona los circuitos del rotor y el estator ( $L_{ad}$ ,  $L_{aq}$ ).

Por otro lado, las ecuaciones del rotor,

$$e_{fd} = \frac{d\psi_{fd}}{dt} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.22)$$

$$0 = \frac{d\psi_{1d}}{dt} + R_{1d}i_{1d} \quad (2.23)$$

$$0 = \frac{d\psi_{1q}}{dt} + R_{1q}i_{1q} \quad (2.24)$$

$$0 = \frac{d\psi_{2q}}{dt} + R_{2q}i_{2q} \quad (2.25)$$

Donde,

$$\psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{f1d}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (2.26)$$

$$\psi_{1d} = L_{f1d}i_{1d} + L_{11d}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (2.27)$$

$$\psi_{1q} = L_{11q}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} - L_{aq}i_q \quad (2.28)$$

$$\psi_{2q} = L_{22q}i_{2q} + L_{aq}i_{1q} - L_{aq}i_q \quad (2.29)$$

Calculando valores incrementales de las ecuaciones (2.18) y (2.19), y expresándolas en el dominio de Laplace:

$$\Delta\psi_d(s) = G(s)\Delta e_{fd}(s) - L_d(s)\Delta i_d(s) \quad (2.30)$$

$$\Delta\psi_q(s) = -L_q(s)\Delta i_q(s) \quad (2.31)$$

Donde  $G(s)$  es la función de transferencia del estator al campo.

Luego, repitiendo el proceso con las ecuaciones (2.22) y (2.23),

$$\Delta e_{fd}(s) = s\Delta\psi_{fd}(s) + R_{fd}\Delta i_{fd}(s)$$

$$\Delta e_{fd}(s) = -sL_{ad}\Delta i_d(s) + (R_{fd} + sL_{fd})\Delta i_{fd}(s) + sL_{ad}\Delta i_{1d}(s) \quad (2.32)$$

$$0 = s\Delta\psi_{1d}(s) + R_{1d}\Delta i_{fd}(s)$$

$$0 = -sL_{ad}\Delta i_d(s) + (R_{1d} + sL_{11d})\Delta i_{f1}(s) + sL_{ad}\Delta i_{fd}(s) \quad (2.33)$$

con el objetivo de representar el incremento de la corriente de campo en función de  $e_{fd}$  y  $i_d$ . Esto se puede lograr, utilizando la ecuación (2.30) en las ecuaciones (2.32) y (2.33):

$$\Delta i_{fd}(s) = \frac{1}{D(s)} [(R_{1d} + sL_{11d})\Delta e_{fd}(s) + sL_{ad}(R_{1d} + sL_{1d})\Delta i_{1d}(s)] \quad (2.34)$$

$$\Delta i_{1d}(s) = \frac{1}{D(s)} [-sL_{ad}\Delta e_{fd}(s) + sL_{ad}(R_{fd} + sL_{fd})\Delta i_d(s)] \quad (2.35)$$

Donde,

$$D(s) = s^2(L_{11d}L_{ffd} - L_{ad}^2) + s(L_{11d}R_{fd} + L_{ffd}R_{1d}) + R_{1d}R_{fd} \quad (2.36)$$

Utilizando las expresiones de las ecuaciones (2.34) y (2.35) en la forma incremental de la ecuación (2.20), se obtiene una relación entre las cantidades de los ejes  $d$ . Finalmente, se concluye que las funciones de transferencia en el eje  $d$  se pueden expresar como:

$$L_d(s) = L_d \frac{1 + (T_4 + T_5)s + T_4 T_6 s^2}{1 + (T_1 + T_2)s + T_1 T_3 s^2} \quad (2.37)$$

$$G(s) = G_0 \frac{(1 + sT_{kd})}{1 + (T_1 + T_2)s + T_1 T_3 s^2} \quad (2.38)$$

Donde,

$$G_0 = \frac{L_{ad}}{R_{fd}} \quad (2.39)$$

$$T_{kd} = \frac{L_{1d}}{R_{1d}} \quad (2.40)$$

$$T_1 = \frac{L_{ad} + L_{fd}}{R_{fd}} \quad (2.41)$$

$$T_2 = \frac{L_{ad} + L_{1d}}{R_{1d}} \quad (2.42)$$

$$T_3 = \frac{1}{R_{1d}} \left( L_{1d} + \frac{L_{ad} L_{fd}}{L_{ad} + L_{fd}} \right) \quad (2.43)$$

$$T_4 = \frac{1}{R_{fd}} \left( L_{fd} + \frac{L_{ad} L_l}{L_{ad} + L_l} \right) \quad (2.44)$$

$$T_5 = \frac{1}{R_{1d}} \left( L_{1d} + \frac{L_{ad} L_l}{L_{ad} + L_l} \right) \quad (2.45)$$

$$T_6 = \frac{1}{R_{1d}} \left( L_{1d} + \frac{L_{ad} L_{fd} L_l}{L_{ad} L_l + L_{ad} L_{fd} + L_{fd} L_l} \right) \quad (2.46)$$

Las ecuaciones (2.37) y (2.38) pueden ser expresadas de la siguiente forma:

$$L_d(s) = L_d \frac{(1 + sT'_d)(1 + sT''_d)}{(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})} \quad (2.47)$$

$$G(s) = G_0 \frac{(1 + sT_{kd})}{(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})} \quad (2.48)$$

Similarmente, para el eje  $q$ :

$$L_q(s) = L_q \frac{(1 + sT'_q)(1 + sT''_q)}{(1 + sT'_{q0})(1 + sT''_{q0})} \quad (2.49)$$

Los términos  $T'_d, T'_q, T''_d, T''_q, T'_{d0}, T'_{q0}, T''_{d0}$  y  $T''_{q0}$  se conocen como las constantes de tiempo que caracterizan al generador. Estas medidas tienen relación directa con los tiempos de atenuación de las variables eléctricas del estator en cada uno de los ejes.

Finalmente, con estas constantes de tiempo se definen las inductancias síncronas y subsíncronas de los ejes directo y en cuadratura:

$$L'_d = L_d \left( \frac{T'_d}{T'_{d0}} \right)$$

$$L'_d = L_l + \frac{L_{ad}L_{fd}}{L_{ad} + L_{fd}} \quad (2.50)$$

$$L'_q = L_q \left( \frac{T'_q}{T'_{q0}} \right)$$

$$L'_q = L_l + \frac{L_{aq}L_{1q}}{L_{aq} + L_{1q}} \quad (2.51)$$

$$L''_d = L_d \left( \frac{T'_d T''_d}{T'_{d0} T''_{d0}} \right)$$

$$L''_d = L_l + \frac{L_{ad}L_{fd}L_{1d}}{L_{ad}L_{1d} + L_{ad}L_{fd} + L_{fd}L_{1d}} \quad (2.52)$$

$$L''_q = L_q \left( \frac{T'_q T''_q}{T'_{q0} T''_{q0}} \right)$$

$$L''_q = L_l + \frac{L_{aq}L_{1q}L_{2q}}{L_{aq}L_{1q} + L_{aq}L_{2q} + L_{1q}L_{2q}} \quad (2.53)$$

### 2.1.1.3 Consideraciones en máquinas de polos salientes

En los cálculos realizados, se tuvo en consideración una máquina cuyo rotor tiene dos circuitos en cada eje. Sin embargo, en las máquinas de polos salientes, sólo existe un circuito amortiguador en el eje  $q$ . Los parámetros de este circuito del rotor son tales que se producen caídas muy rápidas, y son correctamente representadas por los efectos subtransientes, mientras que se asume que no existe un segundo circuito amortiguador en el rotor. Finalmente, las ecuaciones (2.51) y (2.53) se expresan de la siguiente forma:

$$L'_q = L_q \left( \frac{T'_q}{T'_{q0}} \right)$$

$$L'_q = 0 \quad (2.54)$$

$$L''_q = L_q \left( \frac{T'_q T''_q}{T'_{q0} T''_{q0}} \right)$$

$$L''_q = L_l + \frac{L_{aq} L_{1q}}{L_{aq} L_{1q}} \quad (2.55)$$

## 2.2 Sistema de excitación y funciones de control

El sistema de control de excitación tiene como objetivo principal abastecer y ajustar automáticamente la corriente de campo para mantener la tensión de salida del generador de acuerdo a valores predeterminados dentro de la curva de operación [3] [4]. Adicionalmente tiene funciones de control y protección necesarias para el correcto funcionamiento de los sistemas de potencia.

A continuación se describen los elementos que posibilitan el cumplimiento de esos objetivos, haciendo principal énfasis en aquellos que son de interés en este estudio (marcados con rojo en la Ilustración 4).

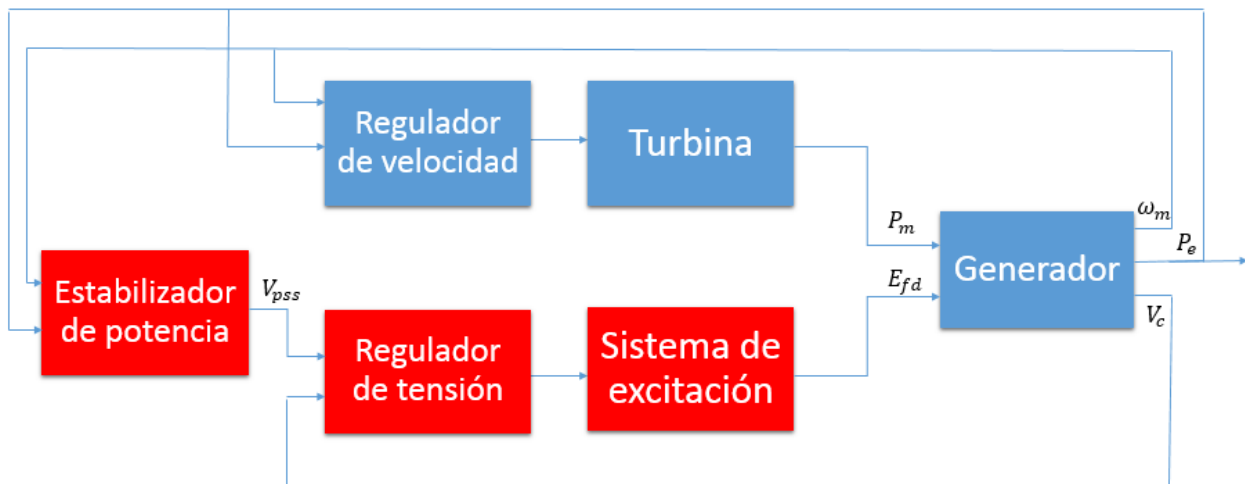


Ilustración 4: Diagrama básico de control en generador.

### 2.2.1 Sistema de excitación

Los sistemas de excitación pueden ser calificados en tres categorías [8] [4]:

- Sistema de excitación DC: Utilizan un generador de corriente continua como fuente de excitación para proveer corriente al rotor de la máquina.
- Sistema de excitación AC: Utilizan un generador de corriente alterna como fuente de excitación. Esta excitatriz es rectificadora, con el fin de proveer de corriente continua al rotor del generador principal.
- Sistema de excitación estático: Es un sistema en el cual todas las componentes son estáticas (es decir, no rotan). La excitación de este sistema proviene del generador principal, a través de un transformador de bajada. Esta

corriente es finalmente rectificada por un puente rectificador, los cuales finalmente proveen de corriente al campo a través de anillos rozantes.

### 2.2.1.1 Funciones de control y protección

Para que la corriente de campo de un generador sea tal que la operación sea estable y no ponga en peligro ni al generador ni al resto del SEP, se adicionan a la referencia ciertas señales de control y protección. En la Ilustración 5 se muestra un diagrama con las principales señales que se relacionan con el control y la protección de la excitación. Estas son descritas a continuación, junto con el resto de los bloques [3] [4]:

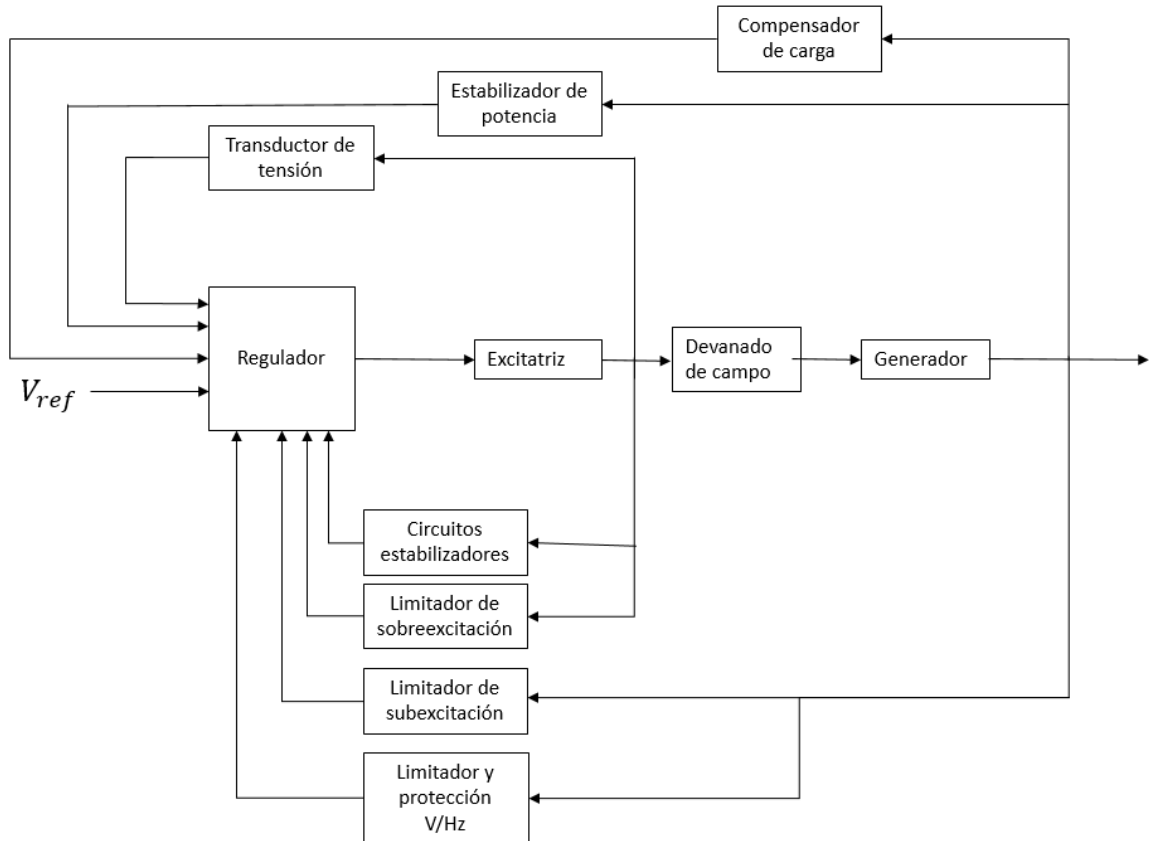


Ilustración 5: Funciones de control y protección de sistema de excitación [3].

### Elementos principales

- **Excitatriz:** Proporciona corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona y constituye la etapa de potencia del sistema de control.
- **Regulador:** Procesa y amplifica la señal de control de entrada a un nivel y forma adecuado para el control de excitatriz.

## Funciones de control y protección

- **Transductor de tensión:** Mide la tensión en bornes del generador, la rectifica y la filtra para obtener un valor de corriente continua que se compara con una referencia que representa la tensión deseada en bornes.
- **Limitador y protección Volt/Hertz:** Protegen la instalación contra un flujo magnético elevado resultado de baja frecuencia y/o sobrevoltaje.
- **Compensador de carga:** Se usa en el caso que se desee controlar tensión en un punto eléctrico distinto a los bornes del generador. Tiene una resistencia y reactancia ajustables que simulan la impedancia entre los terminales del generador y el punto en el cual se quiere controlar tensión.
- **Limitador de subexcitación:** Evita que la excitación descienda por debajo de un nivel que perjudique la estabilidad y calentamiento del generador.
- **Limitador de sobreexcitación:** Evita el sobrecalentamiento del devanado de campo debido a sobrecorrientes prolongadas.
- **Circuitos estabilizadores:** Se incluye una retroalimentación de la tensión de campo para mejorar el desempeño dinámico del control de tensión. No se requieren circuitos estabilizadores para sistemas de excitación estáticos, donde las constantes de tiempo son pequeñas.
- **Estabilizador de potencia (PSS):** Provee de una señal adicional de entrada del regulador para amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema. Usualmente se utiliza como entrada la variación de velocidad del rotor, el aumento de potencia acelerante y la variación de frecuencia.

Dado que el estabilizador de potencia es de gran importancia para este estudio, es descrito y analizado más en detalle en la sección 2.2.1.3.

### 2.2.1.2 Regulador de tensión de excitación

El *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) ha presentado en [9] una documentación de los principales modelos de los reguladores de tensión de excitación automática, con el fin de representar mediante bloques algunas de las funciones descritas en la sección anterior.

En la Ilustración 6 se muestra el modelo de sistema de excitación estática, codificado como ST5B. En este, se pueden apreciar los siguientes bloques:

- **Limitador de sobre y subexcitación:** Representados por los bloques *HV gate* y *LV gate*, los limitadores de sobreexcitación y subexcitación están dados por dos compuertas lógicas, que se cierra si se alcanza el límite de tensión dado por la referencia (ya sea máxima o mínima).
- **Sumador de entrada PSS:** De manera alternativa, existe un bloque sumador, que le incluye a la señal en procesamiento la señal emitida por el estabilizador de potencia. La señal recibida en este bloque es la señal de salida del bloque descrito en la siguiente sección.

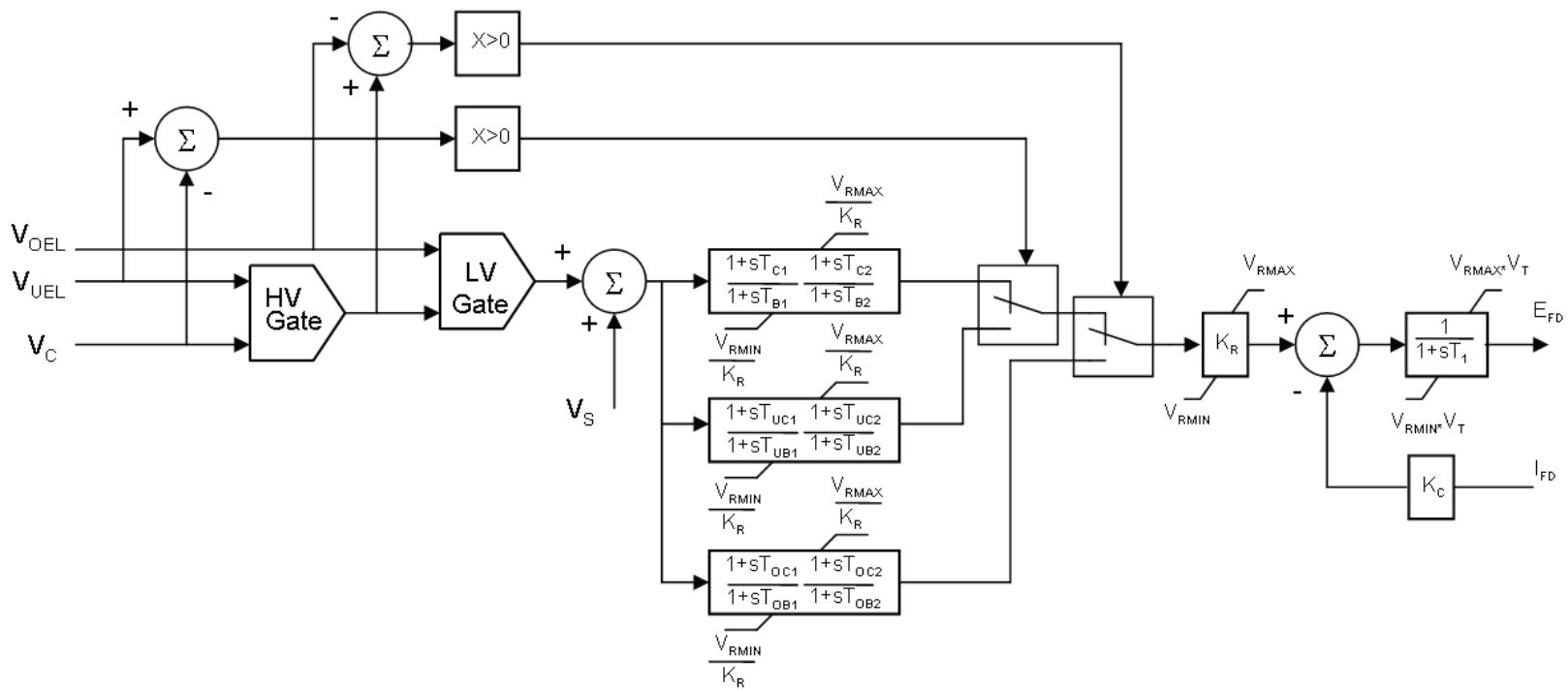


Ilustración 6: Modelo de regulador de tensión ST5B [9].



- **Circuito regulador de tensión:** Existen tres mallas en adelanto-atraso, para cada uno de los posibles estados en el que se podría encontrar el nivel de tensión en el generador:
  - Dentro de los límites de sobre y subexcitación
  - Bajo el límite de subexcitación
  - Sobre el límite de sobreexcitación
 Cada una de las mallas adelanto-retraso se deben ajustar con el fin de que la regulación de tensión sea la correcta en los límites definidos.
- **Ganancia:** Se incluye un bloque de ganancia del circuito, para ayudar a mantener la estabilidad del sistema.
- **Adición de señal de corriente de campo:** De manera alternativa, se le puede sumar a la señal obtenida la corriente de campo amplificada por una ganancia (que suele ser pequeña o nula). El objetivo de la inclusión de este bloque es tener una señal de respaldo en caso de que la medida de la tensión en bornes sea errónea.
- **Integrador:** Para buscar que la señal tenga un bajo (idealmente nulo) error de estado estacionario para entrada escalón, se adiciona un bloque integrador, representado en su forma no-ideal con un polo de constante de tiempo baja.

El ajuste de los parámetros de estos bloques, ya sea mediante técnicas de control, en relación a parámetros conocidos o mediante ajuste típicos, es aclarado en el capítulo 6.

### 2.2.1.3 Estabilizador de potencia

El estabilizador de potencia (PSS) debe ser capaz de responder a las oscilaciones electromecánicas producidas por generador, producidas por pequeñas variaciones entre carga y generación. Las frecuencias típicas de oscilación se pueden dividir en cuatro modos, ordenados de menor a mayor según el rango de frecuencias en el que se presentan [5]:

- **Modo inter-área:** Oscilaciones que se forman cuando un grupo de máquinas de un área posee un comportamiento coherente entre ellas, pero oscilan en oposición frente a un grupo de generadores de otra área.
- **Modo local:** En este modo, existen oscilaciones de una máquina con respecto al resto del SEP.
- **Modo intra-planta:** Generalmente las centrales eléctricas están compuestas por más de un generador. Las oscilaciones intra-planta se producen cuando una unidad generadora oscila en comparación al resto del sistema de la central.
- **Modo torsional:** Las oscilaciones de modo torsional están asociadas con los componentes mecánicos rotacionales de un generador. Representan el intercambio de energía entre diferentes masas en rotación a través de las secciones de interconexión en el eje.

Las diferencias entre los modos de oscilación recientemente explicadas se muestran de manera gráfica en la Ilustración 7. Asimismo, en la Tabla 1 se observan los rangos de frecuencia en los cuales se presentan estos modos de oscilación, según lo indicado en [3] y [10]. Pueden presentarse oscilaciones dentro de rango intermedios entre los modos de oscilaciones indicados, pudiendo corresponder a cualquier de los dos modos de oscilación más cercanos.

Tabla 1: Rangos típicos de modos electromecánicos.

Referencia	Modo Inter-área	Modo Local	Modo Intra-planta	Modo Torsional
[3]	0,1 – 0,3 [Hz]	0,7 – 2,0 [Hz]	(*)	Mayor a 4,0 [Hz]
[10]	Menor a 0,5 [Hz]	0,7 – 2,0 [Hz]	1,5 – 3,0 [Hz]	Mayor a 4,0 [Hz]

(\*): Señala su existencia, pero no indica su rango típico.

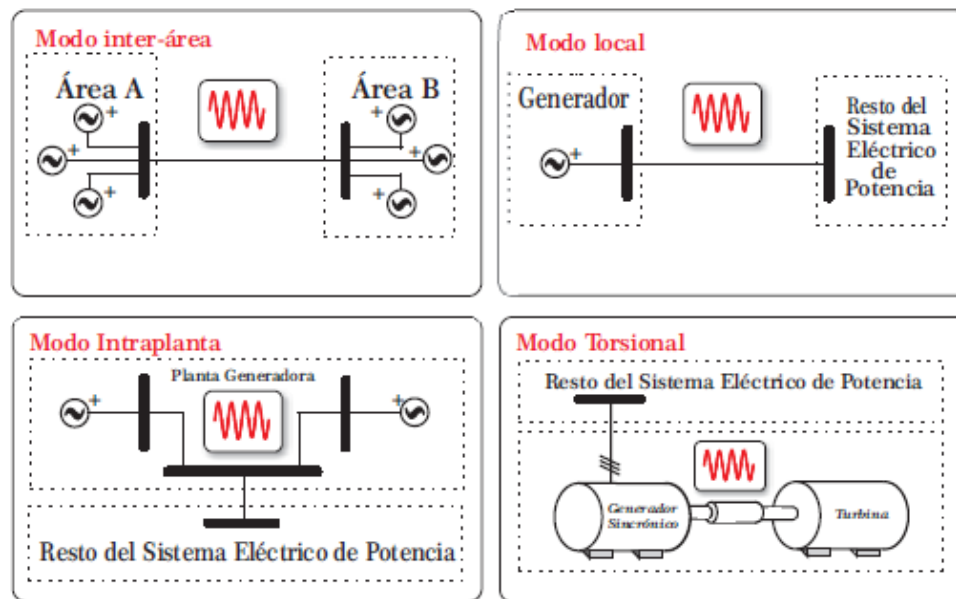


Ilustración 7: Modos de oscilación electromecánica.

El estabilizador de potencia se puede ajustar en función de las oscilaciones que se requieren amortiguar, para así extender los límites de estabilidad de los SEP. En la Ilustración 8 se muestra un diagrama de bloques de la estructura básica de un PSS [5].

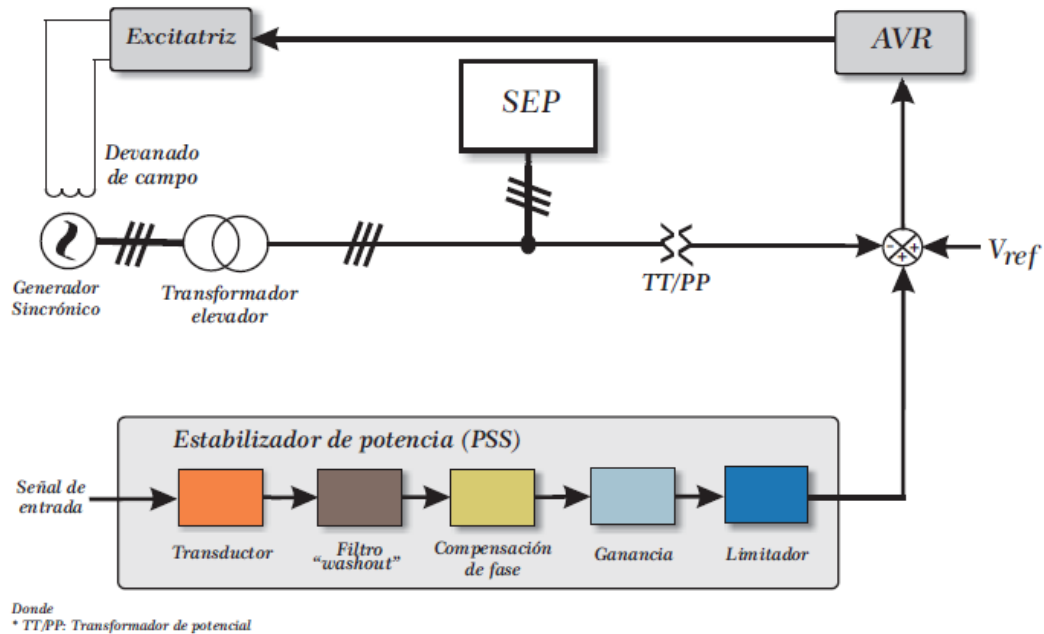


Ilustración 8: Esquema de conexión y estructura de un PSS.

Las funciones de cada uno de los bloques se presentan a continuación:

- **Transductor:** Es un dispositivo que mide una determinada señal de tensión, velocidad, corriente u otra, y la transforma o convierte en una señal de entrada al estabilizador.
- **Filtro “Washout”:** El PSS está diseñado para que actúe en estado transitorio y no en estado estacionario. Por lo tanto, es necesaria la inclusión de un filtro pasa altos que elimine la componente continua o de muy baja frecuencia. Luego, la función de este bloque es determinar la frecuencia mínima con la cual el estabilizador comienza a aportar amortiguamiento al sistema.
- **Compensación de fase:** Su función es compensar el desfase producido entre la entrada del AVR y el momento eléctrico.
- **Ganancia:** La ganancia del estabilizador determina la cantidad de amortiguación introducida por el dispositivo. En la práctica este parámetro no es un valor alto debido a que puede ocasionar una inestabilidad en el sistema.
- **Limitador:** Es necesario limitar la señal de salida del estabilizador debido a las posibles desviaciones no deseadas ocasionadas por fallas en los dispositivos electrónicos.

En la actualidad, una de las señales de entrada más utilizadas es la integral de la variación de la potencia acelerante [5]. Dado que esta no se puede medir directamente, se aprovecha la igualdad mostrada en la ecuación del *swing* (2.56) para obtener un valor equivalente a la potencia acelerante, como se muestra en la Ilustración 9 [5].

$$\frac{1}{2H} \Delta P_a = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) = s \Delta \omega \quad (2.56)$$

$$\Delta P_m = 2Hs\Delta\omega + \Delta P_e \quad (2.57)$$

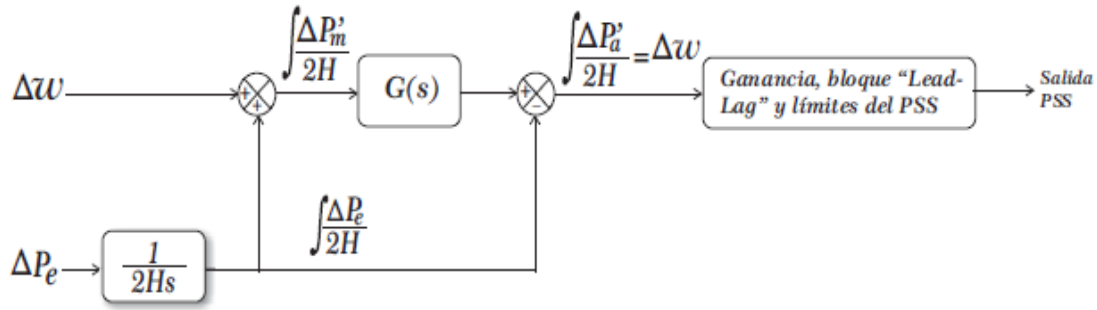


Ilustración 9: Esquema de la formación de la integral de cambio de potencia acelerante.

Un ejemplo de este tipo de PSS es mostrado en [9], codificado como PSS2B, el cual está recomendado para utilizar en conjunto con el modelo de sistema de excitación ST5B, explicado en la sección anterior. El PSS2B se muestra en la Ilustración 10 y se compone de los siguientes bloques [5]:

- **Filtros washout:** Tal como se dijo anteriormente, estos bloques deben ser ajustados para atenuar la componente continua o de muy baja frecuencia. Estos rangos se definen en función de los modos de oscilación a amortiguar.
- **Filtro pasa bajo:** Modela el transductor de velocidad, por lo cual se ajuste de este bloque debe quedar definido por el fabricante.
- **Bloque “integrador”:** Para construir la señal de la integral de potencia acelerante, según lo señalado en la ecuación del *Swing* (2.56) es necesario incluir un bloque integrado, para convertir la potencia eléctrica en la integral de la potencia eléctrica.
- **Ramp tracking:** Este bloque tiene como objetivo atenuar ciertos modos de oscilación en la potencia mecánica que no corresponden a aquellos que se desean amortiguar.
- **Compensación en fase:** Se compone de tres bloques adelanto-retraso, que tienen por objetivo atenuar las oscilaciones electromecánicas indeseadas.
- **Ganancia de PSS:** Se ajusta con el fin de que el sistema de lazo cerrado no desplace sus polos a la zona inestable.
- **Limitador:** Como medida de seguridad, la señal de PSS no debe llevar la tensión de campo a niveles riesgosos para su funcionamiento. A través de un limitador, se busca evitar esto.

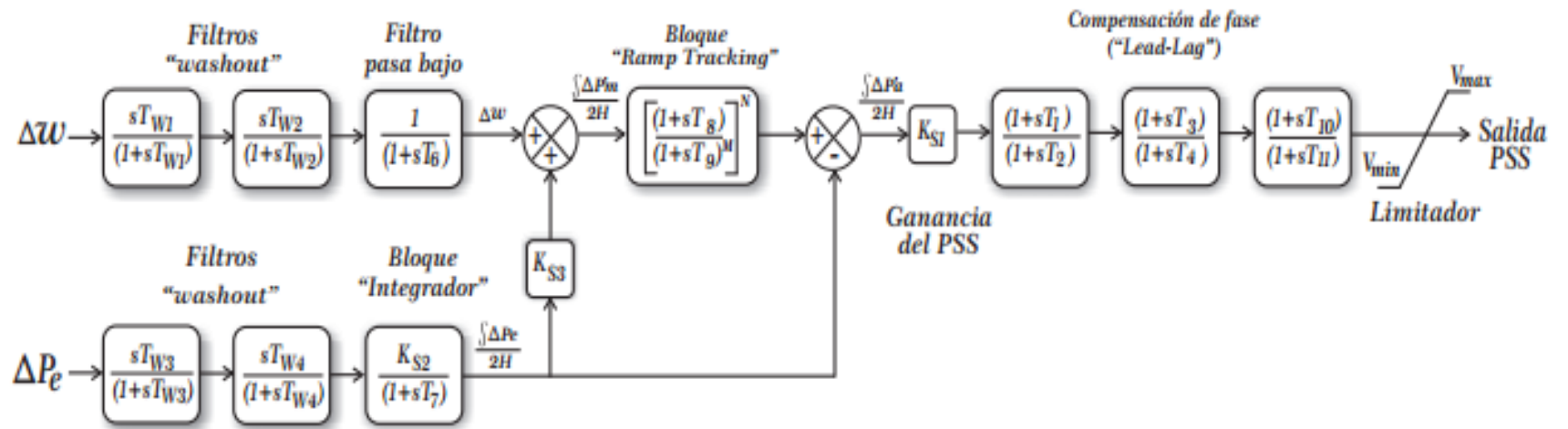


Ilustración 10: Modelo PSS2B del tipo integral de potencia acelerante.

El ajuste de los parámetros de estos bloques, ya sea mediante técnicas de control, en relación a parámetros conocidos o mediante ajuste típicos, es aclarado en el capítulo 6.

### 2.3 Sistemas hidráulicos y control de velocidad

Las principales fuentes de la energía cinética de rotación necesaria para el funcionamiento de los generadores síncronos son la energía cinética del agua y la energía térmica derivada de los combustibles fósiles. Las turbinas convierten la energía proveniente de estas fuentes en energía mecánica, la que es finalmente convertida en energía eléctrica mediante el generador eléctrico. Para que no se produzcan efectos indeseados y riesgosos en este proceso, existen equipos de control de velocidad de turbina, que utilizan como referencia la frecuencia de la red y la potencia eléctrica generada.

En esta sección se describen las características de las turbinas hidráulicas y el sistema de control de velocidad, en el contexto del control primario de frecuencia, en el cual se enfoca este trabajo.

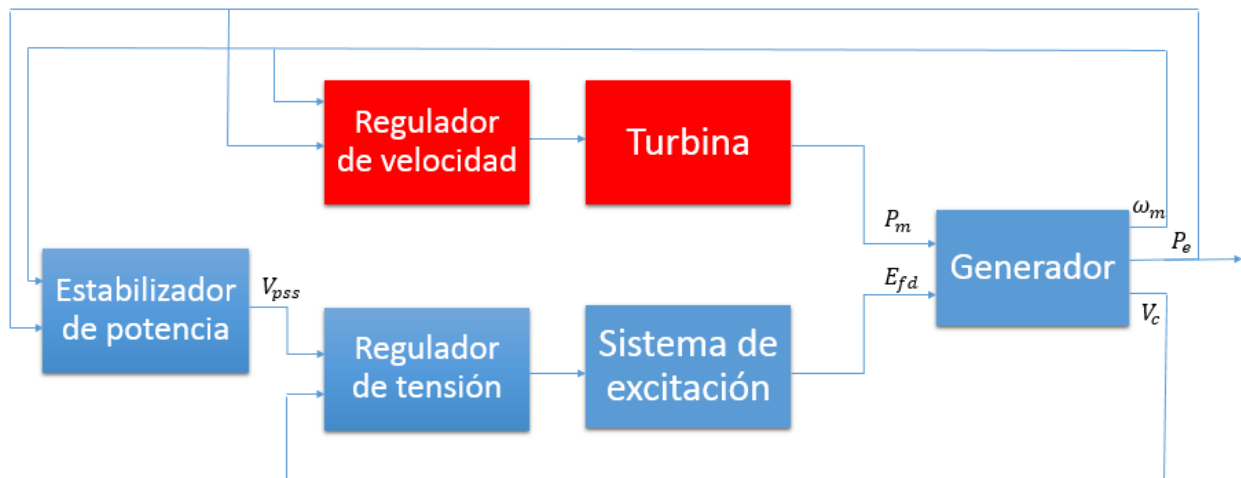


Ilustración 11: Diagrama básico de control en generador.

#### 2.3.1 Sistemas hidráulicos

En esta sección se describen los sistemas hidráulicos involucrados en el funcionamiento de una central hidroeléctrica de pasada, tales como las tuberías y las turbinas. En una primera parte, se describen y se presentan algunas de las ecuaciones relacionadas a estos elementos. A continuación, se presentan las ecuaciones matemáticas para su representación lineal. En la siguiente sección se expone el diagrama de bloques representativo y se explica cómo interactúan los elementos entre sí.

### 2.3.1.1 Descripción de elementos

#### 2.3.1.1.1 Tuberías

Una tubería de agua ideal es análoga a un sistema de vasos comunicantes. El comportamiento de este fluido puede describirse a través de la segunda ley de Newton [11].

Considérese un sistema como el de la Ilustración 12, en el cual se tienen 2 columnas de agua conectadas por una tubería común ubicada en su base.

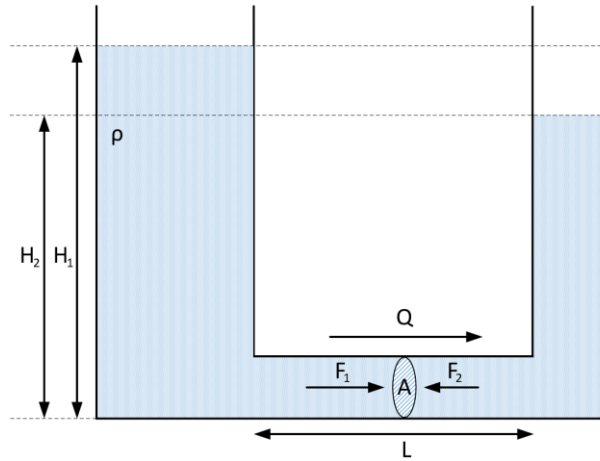


Ilustración 12: Vasos comunicantes.

En el instante inicial se tiene una diferencia de altura, como se ve en la ilustración. Para ilustrar el fenómeno físico que se produce, el análisis se sitúa en la tubería que comunica ambos vasos. En este punto existen dos fuerzas contrapuestas  $F_1$  y  $F_2$ , debido a la presión que ejerce cada columna de agua. Dado que existe una columna de agua de mayor altura que otra, se espera que esta genere mayor presión y, por lo tanto, que exista un caudal  $Q$  hacia la columna de agua de menor altura. Aplicando la segunda ley de Newton en este punto,

$$\sum \vec{F} = m\vec{a} \quad (2.58)$$

Sea  $\rho$  la densidad del agua (se asume constante),  $a_g$  la aceleración de gravedad,  $H$  la altura de la columna de agua de cada uno de los vasos comunicantes,  $A$  el área de la tubería y  $L$  el largo de la tubería. La masa al interior de la tubería es  $m = \rho AL$ , la presión ejercida por el fluido es  $P = \rho a_g H$  y  $P = \frac{F}{A}$ . Aplicando estas ecuaciones, se obtiene

$$\rho a_g H_2 A - \rho a_g H_1 A = \rho AL \frac{dU}{dt} \quad (2.59)$$

Reordenando y simplificando,

$$\rho AL \frac{dU}{dt} = -A\rho a_g \Delta H \quad (2.60)$$

Donde  $\Delta H = H_2 - H_1$  y  $U$  es la velocidad del agua.

Para que exista un caudal a través de una tubería, como se puede concluir de la ecuación (2.60), es necesario que exista una diferencia de presión entre el punto inicial y el punto final de ésta.

#### 2.3.1.1.2 Turbinas hidráulicas

Una turbina hidráulica es una turbomáquina motora hidráulica, que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o bien un generador que transforma la energía mecánica en eléctrica [3] [8] [2].

Existen dos tipos de turbina hidráulica: Las turbinas de acción y las turbinas de reacción. Mientras las turbinas de acción (turbina Pelton) transforman la energía cinética en energía mecánica a presión constante, las turbinas de reacción obtienen energía mecánica a través de la variación de la presión causada por la energía cinética del agua en movimiento [8].

Las turbinas de acción son usadas para grandes caídas de agua (superior a 300 [m]) [2], transformando toda la energía potencial del salto en energía cinética en el eje de la turbina, mediante el agua a presión que sale de la boquilla y golpea las paletas, produciendo rotación del eje del rotor [2].

En una turbina de reacción, la presión en la turbina es superior a la atmosférica: La energía es suplida por el agua en las formas cinética y potencial [8]. Un tipo particular de turbina de reacción es la turbina Francis (otros son la turbina Kaplan y la turbina Bulbo), que es utilizada en caídas de agua de hasta 360 [m]. La entrada del agua se realiza por la primera pieza de una cámara espiral, cuya entrada es generalmente controlada a través de una válvula de mariposa. El agua pasa a través de una caja en espiral con paletas radiales estacionarias de guía y álabes alrededor de toda su periferia. Los álabes controlan el flujo del agua según el ángulo en el cual se encuentran estos. El agua llega al rodete para producir el giro de este, y finalmente accionar el giro del generador [8].

#### 2.3.1.2 Función de transferencia para modelo linealizado

Para la obtención de la función de transferencia linealizada en torno a un punto de equilibrio, se deben considerar los siguientes supuestos que simplifican el modelo [3]:

- Resistencia hidráulica despreciable.
- La tubería de la compuerta es inelástica y el agua es incompresible.
- La velocidad del agua varía directamente con la apertura de la compuerta y con la raíz cuadrada de la altura del salto.
- La potencia de salida de la turbina es proporcional a la altura del salto y la velocidad del flujo del agua.



La velocidad del agua en una tubería sin pérdidas está dada por [3]:

$$U = k_u G \sqrt{H} \quad (2.61)$$

Donde,

- $U$  := velocidad del agua.
- $k_u$  := constante de proporcionalidad.
- $G$  := posición de las válvulas.
- $H$  := altura del agua.

Para pequeños desplazamientos en torno al punto de operación,

$$\Delta U = \frac{\partial U}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial U}{\partial G} \Delta G \quad (2.62)$$

Substituyendo por la expresión correspondiente a la derivada parcial y dividiendo por la expresión en el punto de operación,

$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{\Delta H}{2H_0} + \frac{\Delta G}{G_0} \quad (2.63)$$

O bien,

$$\Delta \bar{U} = \frac{1}{2} \Delta \bar{H} + \Delta \bar{G} \quad (2.64)$$

Donde el subíndice  $0$  indica el valor correspondiente al estado estacionario, mientras que el énfasis con barra ("̄") superior indica que corresponde al valor en tanto por uno.

Por otro lado, la potencia:

$$P_m = k_p H U \quad (2.65)$$

Para pequeños desplazamientos en torno al punto de operación,

$$\Delta P_m = \frac{\partial P_m}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial P_m}{\partial U} \Delta U \quad (2.66)$$

Substituyendo por la expresión correspondiente a la derivada parcial y dividiendo por la expresión en el punto de operación,

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{\Delta H}{H_0} + \frac{\Delta U}{U_0} \quad (2.67)$$

O bien,

$$\Delta \bar{P}_m = \Delta \bar{H} + \Delta \bar{U} \quad (2.68)$$

Si se reemplaza  $\Delta\bar{U}$  por el valor obtenido en la ecuación (2.64),

$$\Delta\bar{P}_m = 1.5\Delta\bar{H} + \Delta\bar{G} \quad (2.69)$$

$$\Delta\bar{P}_m = 3\Delta\bar{U} - 2\Delta\bar{G} \quad (2.70)$$

Luego, la aceleración de una columna de agua, caracterizada por la segunda Ley de Newton, puede ser expresada según la ecuación,

$$(\rho LA) \frac{d\Delta U}{dt} = -A(\rho a_g)\Delta H \quad (2.71)$$

Donde,

- $L$  := Largo del conducto.
- $A$  := Área de la tubería.
- $\rho$  := Densidad de masa.
- $a_g$  := Aceleración de gravedad.
- $\rho LA$  := Masa de agua en el conducto.
- $\rho a_g \Delta H$  := Cambio incremental de presión en la entrada de la turbina.
- $t$  := Tiempo en segundos.

Normalizando,

$$\frac{LU_0}{a_g H_0} \frac{d}{dt} \left( \frac{\Delta U}{U_0} \right) = - \frac{\Delta H}{H_0} \quad (2.72)$$

Si se define el término  $T_w$ , desde ahora la constante de partida del agua, como:

$$T_w = \frac{LU_0}{a_g H_0} \quad (2.73)$$

La ecuación anterior queda,

$$T_w \left( \frac{d\Delta\bar{U}}{dt} \right) = -\Delta\bar{H} \quad (2.74)$$

Aplicando transformada de Laplace y utilizando la ecuación (2.74),

$$T_w s \Delta\bar{U} = 2(\Delta\bar{G} - \Delta\bar{U})$$

O bien,

$$\Delta\bar{U} = \frac{1}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \Delta\bar{G} \quad (2.75)$$

Finalmente, al reemplazar  $\Delta\bar{U}$  por el valor de la ecuación (2.69) y reordenar, se obtiene:

$$\frac{\Delta\bar{P}_m}{\Delta\bar{G}} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \quad (2.76)$$

El uso del modelo linealizado para turbina y columna de agua tiene la ventaja de estar caracterizado por un único parámetro: la constante del agua  $T_w$ . Sin embargo, tiene la desventaja de limitar el análisis y el estudio al entorno de un solo punto de operación.

## 2.3.2 Regulación de velocidad

### 2.3.2.1 Control de frecuencia

La estabilidad en frecuencia se define como la capacidad que posee un sistema de mantener la frecuencia dentro de márgenes aceptables tanto en condiciones normales como luego una perturbación [4] [2].

En régimen permanente, es posible asumir que la frecuencia es la misma en todo el sistema. Luego, es posible afirmar que el control de frecuencia es un problema que se aborda a nivel global. Por otro lado, se suele asumir el principio de desacoplamiento de control, donde la tensión es controlada por la potencia reactiva y la frecuencia es controlada por la potencia activa [4] [2].

Cuando ocurre una perturbación en el sistema, tal como es la salida intempestiva de una central o de un consumo eléctrico, las respuestas inerciales y acciones de control que realiza el sistema son las que se muestran en la Ilustración 13 de forma temporal y que se indican a continuación:

- Respuesta inercial
- Control primario de frecuencia (CPF)
- Control secundario de frecuencia (CSF)
- Control terciario de frecuencia (CTF)

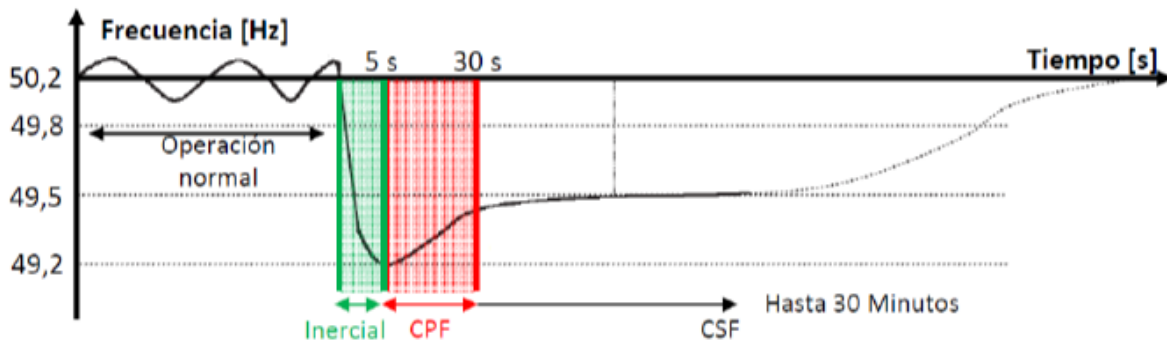


Ilustración 13: Respuesta en frecuencia ante perturbación [4].

A continuación se definen y explican cada una de estas acciones correctivas, haciendo énfasis en aquellas que son cubiertas por este trabajo.

### 2.3.2.1.1 Respuesta Inercial

Cuando existe un desbalance entre la suma de los torques en el rotor de la máquina, el torque neto que causa una aceleración en el rotor de la máquina es:

$$T_a = T_m - T_e = J \frac{d\omega}{dt} \quad (2.77)$$

Donde,

- $T_a$  := Torque acelerante.
- $T_m$  := Torque mecánico.
- $T_e$  := Torque eléctrico.
- $J$  := Momento de Inercia del sistema.

Lo anterior implica que, si existe una salida intempestiva de un consumo o de una central generadora, existirá respectivamente un aumento o una disminución de la velocidad de la máquina, debido a la variación que sufriría el torque eléctrico en la máquina.

Cuanto aumenta o disminuye la frecuencia depende de las inercias de las máquinas, representadas por su constante de inercia  $H$ , que se define como:

$$H = \frac{E_0}{S_0} = \frac{1}{2} \frac{J\omega_0^2}{S_0} \quad (2.78)$$

Donde  $E_0$  es la energía cinética rotacional, que es directamente proporcional al momento de inercia  $J$  y al cuadrado de la velocidad angular de giro  $\omega_0$ . Por último,  $S_0$  es la potencia aparente de la máquina [3].

Cuando se trabaja en valores por unidad, se puede realizar una simplificación entre las variaciones de potencia mecánica y eléctrica, con las variaciones de torque mecánico y eléctrico, respectivamente, de modo que:  $\Delta \bar{P}_m - \Delta \bar{P}_e = \Delta \bar{T}_m - \Delta \bar{T}_e$  [3]

La función de transferencia de la respuesta inercial, dada la combinación de la ecuación del *swing* con la definición de la constante de inercia (2.77 y 2.78 respectivamente), es el que se muestra a continuación [2]:

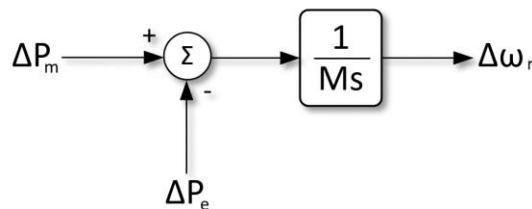


Ilustración 14: Función de transferencia de respuesta inercial.

Donde  $M = 2H$ .

#### 2.3.2.1.2 Control primario de frecuencia (CPF)

El control primario de frecuencia (CPF) es un mecanismo de regulación automático que está presente en los generadores que participan en este control. El tiempo de operación va generalmente entre los 3 y 30 segundos.

El objetivo principal es lograr un equilibrio entre la potencia generada y la potencia consumida en el sistema en todo instante de tiempo, incluyendo las pérdidas por transmisión. Otro objetivo importante es la protección de la máquina: una baja velocidad en una máquina hidráulica puede producir cavitaciones, mientras que un embalamiento de esta puede producir su destrucción.

Es importante destacar que, luego de la acción del CPF, la frecuencia no vuelve al mismo estado estacionario en el cual se encontraba antes de la perturbación. La acción que tiene por objetivo alcanzar ese equilibrio es la que se da por el control secundario de frecuencia (CSF).

#### 2.3.2.2 Regulador de velocidad

El CPF se realiza gracias a la acción del gobernador o regulador de velocidad. Según la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), se define un gobernador como una combinación de dispositivos y mecanismos que detecta cualquier desvío de velocidad y los convierte de manera conveniente en variación del curso del servomotor principal [12].

Este mecanismo logra que la energía consumida sea igual a la energía generada enviando una señal que modifica la posición de una válvula de vapor (en el caso de las centrales térmicas) o la apertura de compuertas (en el caso de centrales hidráulicas) [13].

En la literatura especializada, se encuentran varios tipos de gobernadores, tales como el gobernador mecánico hidráulico, el gobernador PID, el gobernador *lead-lag*, el gobernador doble-derivativo, entre otros. En particular, uno de los gobernadores más utilizados es el gobernador PID, junto con el PI, que consta del mismo sistema sin su parte derivativa (que se suele excluir debido a su alta sensibilidad al ruido) [13] [14].

#### **Regulador de velocidad PID**

La Ilustración 15 muestra una representación en diagrama de bloques de un gobernador PID [13]. A continuación, se explican las etapas principales de este compensador:

**Transductor:** Este recibe como señal principal la variación de velocidad en comparación con la referencia. Alternativamente, se recibe como señal la potencia eléctrica de algún punto del sistema, o bien, el valor obtenido a la salida del PID, el cual se amplifica por una ganancia de *droop* permanente. Los transductores de todas las entradas son modelados con un bloque integrador no-ideal y una banda muerta.

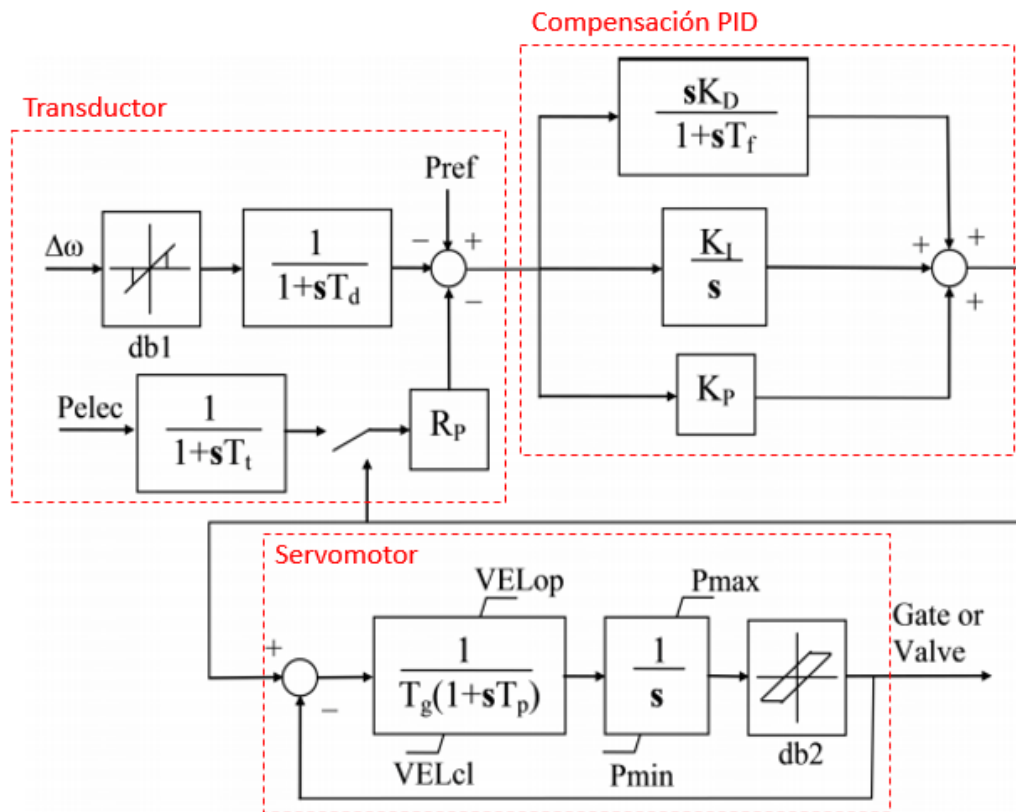


Ilustración 15: Gobernador PID [13].

**Compensación PID:** Existen 3 bloques un paralelo que son finalmente sumados: Uno proporcional, uno derivativo y otro integrador.

**Servomotor:** El accionamiento del servomotor se modela a través de un transductor, un integrador limitador y un bloque de banda muerta. Este toma como señal de entrada el error del nivel de las válvulas, por lo cual existe una realimentación previa a estos bloques.

Una explicación en detalle de cada uno de los elementos de los bloques, así como el ajuste de cada uno de los parámetros en ellos, es expuesta en el Capítulo 3.

Los reguladores encargados del CPF, en particular los PI (o PID), no sólo pueden regular velocidad (o frecuencia), sino que pueden ser empleados también para regular potencia y frecuencia a la vez [2].

Los reguladores de frecuencia son utilizados para la operación en isla y en red, mientras que los reguladores de potencia y frecuencia son utilizados únicamente para la operación en red. La operación en isla considera que la máquina está aislada de la red, por ejemplo, cuando sólo se suministra energía a cargas locales o la máquina está realizando una partida en negro. La operación en red considera que la máquina está conectada a la red y sincronizada con este, por lo cual el regulador estaría realizando CPF [2].

## 2.4 Criterios de Seguridad relacionado a estabilidad según NTSyCS

En Chile, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [1] establece ciertos criterios para los niveles de seguridad de las instalaciones de generación. En particular, se muestran a continuación las que están relacionadas con la estabilidad de tensión, de frecuencia y de ángulo, así como las oscilaciones de baja frecuencia. Todas estas redactadas en la norma, en el Título 3-3 Instalaciones de Generación.

**Artículo 3-5:** Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

(...)

- d) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
- e) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.

(...)

**Artículo 3-9:** Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia.

(...)

**Artículo 3-10:** Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-9, las unidades o parques generadores deberán ser a los menos capaces de:

- a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques, a cualquier nivel de potencia.
- b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].

A requerimiento de la DO, los Coordinados deberán informar la dependencia de la potencia activa estabilizada que las unidades son capaces de entregar en función de la frecuencia del sistema, en el rango 47,5 - 52 [Hz].

**Artículo 3-11:** Las exigencias mínimas que debe cumplir el sistema de excitación de las unidades generadoras sincrónicas del SI son las siguientes:

- a) La respuesta de la tensión en bornes de una unidad generadora girando en vacío, ante la aplicación de un escalón del 5% en la consigna de tensión del sistema de regulación de excitación, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación inferior al 15%, un tiempo de crecimiento inferior a 400 [ms] y un tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10% al 90% de su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de  $\pm 5\%$  en torno a su valor final o de régimen.
- b) El error en estado estacionario en la tensión de generación deberá ser inferior a 0,25% para cualquier cambio en la carga del generador.
- c) La tensión máxima entregada por el sistema de excitación al campo de la unidad generadora deberá ser como mínimo 2 veces la tensión de excitación correspondiente a operación a plena carga y con factor de potencia nominal.
- d) Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad generadora, el gradiente de crecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 [ms] para una depresión sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora de 50%, con la unidad operando a plena carga y con factor de potencia nominal.

**Artículo 3-16:** El Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora sincrónica deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán de 0% a 8% para unidades hidráulicas.
- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir,  $\pm 25$  [mHz].
- c) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI.  
Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por la DO
- d) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.



**Artículo 3-17:** En caso que más de una unidad generadora participe o aporte al CSF, o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

La DO establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC en el SI, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

- a) El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las unidades que están en operación y participando del CSF.
- b) El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.
- c) El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].

### 3 Métodos de ajuste de controladores

---

En la literatura es posible encontrar diversos métodos para el ajuste de controladores, ya sea del tipo PI, PID, *lead*, *lag*, *lead-lag*, etc. [15]. Cada uno de los métodos está basado en el tipo de respuesta que se desea obtener ante una entrada específica.

En este capítulo se realiza un análisis a dos métodos de ajuste, donde cada uno posee sus ventajas y desventajas a considerar al momento de diseñar un controlador. El primero corresponde al método Ziegler-Nichols, basado en el análisis empírico de la planta [15] [2]. Este posee la ventaja de no necesitar la función de transferencia. El segundo método es una propuesta en base a diagramas de Bode de la planta. Este consiste en obtener la respuesta en frecuencia y, en base a ellos, calcular el ajuste de los parámetros del controlador para obtener la respuesta requerida [15] [2].

#### 3.1 Método Ziegler-Nichols

El método de *Ziegler-Nichols* [15] [2] es utilizado para el ajuste de compensadores del tipo PID, como el de la planta  $G_c(s)$  descrita a continuación:

$$G_c(s) = K_p \left( 1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) = \frac{K(as + 1)(bs + 1)}{s} \quad (3.1)$$

Se fija inicialmente  $K_p = 0$ ,  $T_i = \infty$  y  $T_f = 0$ . Luego, se incrementa el valor de  $K_p$  hasta que la respuesta al escalón tenga forma de S (ver Ilustración 16), o bien, hasta alcanzar un valor crítico  $K_{pc}$ , en donde la salida presente oscilaciones sostenidas. Luego, para estos dos casos, seguir respectivamente el primer método y el segundo método.

En caso de que se no existan polos dominantes complejos conjugados, la curva de respuesta al escalón tiene forma de S, como se observa en la Ilustración 16. En este caso, se debe seguir el primer método. En caso de que no sea posible obtener esta respuesta, es decir, que el sistema tenga polos dominantes complejos conjugados, se debe seguir el segundo método.

**Primer Método:** En la Ilustración 16 se observan dos parámetros característicos de la respuesta: El tiempo de retardo  $L$  y la constante de tiempo  $T$ . Estos se determinan dibujando una recta tangente en el punto de inflexión de la curva con forma de S (Linealizando en este punto).

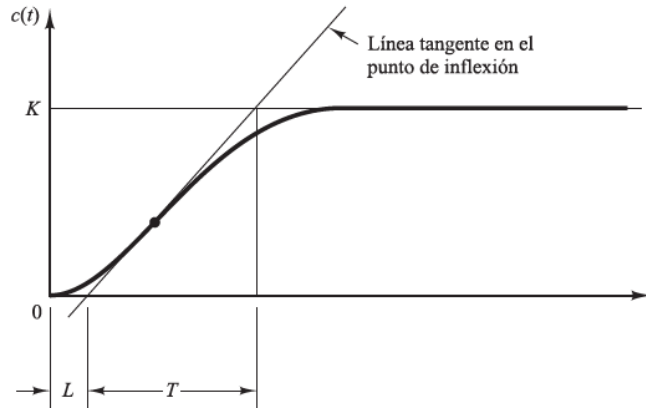


Ilustración 16: Curva de respuesta en forma de S.

Tras determinar las intersecciones con las rectas  $c(t) = 0$  y  $c(t) = K$ , se determinan los valores de  $L$  y  $T$ , tal como se muestran en la Ilustración 16.

Finalmente, Ziegler y Nichols sugieren que se los valores de las constantes a determinar se establezcan según lo que se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2: Ajuste de constantes de primer método de Ziegler-Nichols.

Compensador	$K_p$	$T_i$	$T_d$
<b>P</b>	$\frac{T}{L}$	$\infty$	0
<b>PI</b>	$0.9 \frac{T}{L}$	$3.33L$	0
<b>PID</b>	$1.2 \frac{T}{L}$	$2L$	$0.5L$

**Segundo método:** En este caso, se debe ajustar la variable  $K_p$  hasta que el sistema presente oscilaciones sostenidas. Luego, se define el término  $P_{pc}$  como periodo de dichas oscilaciones.

Finalmente, Ziegler y Nichols sugieren que los valores de las constantes a determinar se establezcan según lo que se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3: Ajuste de constantes de primer método de Ziegler-Nichols.

Compensador	$K_p$	$T_i$	$T_d$
<b>P</b>	$0.5K_{pc}$	$\infty$	0
<b>PI</b>	$0.45K_{pc}$	$0.833P_{pc}$	0
<b>PID</b>	$0.6K_{pc}$	$0.5P_{pc}$	$0.125P_{pc}$

## 3.2 Método de respuesta en frecuencia

### 3.2.1 Preliminares

Sea una planta de lazo abierto, cuya función de transferencia es  $G(s)$ . La función de transferencia de lazo cerrado es [15],

$$F(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)} \quad (3.2)$$

La forma de esta función implica que, al recibir una entrada del tipo sinusoidal de cierta frecuencia, la salida de esta planta es un senoide de la misma frecuencia, pero modificado en magnitud y desplazado en fase. Esta relación entre la frecuencia y la dupla magnitud-fase se representa en los diagramas de Bode.

Por otro lado, es una condición necesaria para mantener la estabilidad en la planta, que el denominador de la función de lazo cerrado sea distinto de cero, es decir,

$$1 + G(s) \neq 0 \quad (3.3)$$

O bien,

$$|G(s)| \neq -1 \quad (3.4)$$

Lo que equivale a una ganancia de planta igual a 1 y un desfase de  $\pm 180^\circ$ . En base a estas condiciones, y como criterio para asegurar la estabilidad en las plantas, se definen los siguientes conceptos:

- Margen de fase: En diagramas de Bode, es la diferencia del ángulo de fase con  $-180^\circ$  cuando la ganancia es igual a 1.
- Margen de ganancia: En diagramas de Bode, es por cuánto está amplificada la ganancia, cuando la fase es igual a  $-180^\circ$ .

### 3.2.2 Descripción del método

El método de respuesta en frecuencia es utilizado para la sintonización de controladores tanto del tipo PID como del tipo *lead-lag*.

#### 3.2.2.1 Método de respuesta en frecuencia para compensador PID

Este criterio de ajuste responde a los siguientes requerimientos:

- Margen de fase ( $MF$ ).
- Margen de ganancia mínimo ( $MG$ ).
- Constante de error estático ( $K_v$ ).

Para el cálculo de los parámetros  $K$ ,  $a$  y  $b$  (de la ecuación 3.1), sintonizados de forma de controlar de manera correcta a una planta  $G(s)$ , se procede como sigue:

1. **Igualar  $K_v$  a su valor por definición:** De la siguiente ecuación se despeja el valor de  $K$ .

$$K_v = \lim_{s \rightarrow 0} sG_c(s)G(s)$$

2. **Obtener el diagrama de Bode de  $KG(s)/s$ :** Obtener de los diagramas los respectivos márgenes de fase y de ganancia sin compensar.
3. **Escoger  $a$ :** Elegir un valor adecuado para  $a$ , con el fin de que exista el adelanto suficiente para cumplir las condiciones de margen de fase y margen de ganancia mínimo definidos en los requerimientos.
4. **Escoger  $b$ :** En caso de no poder satisfacer las condiciones anteriores con algún valor de  $a$ , utilizar el grado de libertad de  $b$  para satisfacer los requerimientos del sistema (diseño PID). Para esto último, se debe obtener el diagrama de Bode de,

$$\frac{K(as + 1)G(s)}{s}$$

En caso contrario, definir  $b = 0$  (diseño PI).

### 3.2.2.2 Método de respuesta en frecuencia para compensador lead-lag

Un compensador *lead-lag* (o adelanto-retardo) consta de dos bloques de control de fase: Uno en adelanto y otro en retraso (Ver Tabla 4).

Tabla 4: Compensadores de fase.

Compensador	Modelo
<b>Adelanto</b>	$G_c(s) = K_c \frac{s + \frac{1}{T}}{s + \frac{1}{\alpha T}}, \quad (0 < \alpha < 1)$
<b>Retraso</b>	$G_c(s) = K_c \frac{s + \frac{1}{T}}{s + \frac{1}{\beta T}}, \quad (\beta > 1)$
<b>Adelanto-Retraso</b>	$G_c(s) = K_c \left( \frac{s + \frac{1}{T_1}}{s + \frac{\gamma}{T_1}} \right) \left( \frac{s + \frac{1}{T_2}}{s + \frac{1}{\beta T_2}} \right), \quad (\beta > 1, \gamma > 1)$

Estos bloques pueden ser incluidos en serie dentro de un sistema de lazo cerrado, con el fin de amortiguar los polos indeseados dentro del sistema.

Para no aumentar los grados de libertad más allá de las necesidades, se suele plantear que  $\beta = \gamma$ , de modo que la ecuación (3.5) del controlador es de la forma [15]:

$$G_c(s) = K_c \left( \frac{s + \frac{1}{T_1}}{s + \frac{\beta}{T_1}} \right) \left( \frac{s + \frac{1}{T_2}}{s + \frac{1}{\beta T_2}} \right), \quad (\beta > 1) \quad (3.5)$$

Este criterio de ajuste responde a los siguientes requerimientos:

- Margen de fase ( $MF$ ).
- Margen de ganancia ( $MG$ ).
- Constante de error estático ( $K_v$ ).

Para el cálculo de los parámetros  $\beta, T_1, T_2$  y  $K_c$ , sintonizados de forma de controlar de manera correcta a una planta  $G(s)$ , se procede como sigue:

- 1. Igualar  $K_v$  a su valor por definición:** De la ecuación se despeja el valor de  $K_c$ .

$$K_v = \lim_{s \rightarrow 0} s G_c(s) G(s)$$

- 2. Obtener el diagrama de Bode de  $K_c G(s)$ :** Obtener de los diagramas los respectivos márgenes de fase y de ganancia sin compensar.
- 3. Seleccionar una nueva frecuencia de corte de ganancia ( $\omega_c$ ):** Elegir bajo criterios de conveniencia una nueva frecuencia de cruce. Por simplicidad, se suele utilizar la frecuencia en la cual la fase corresponde a  $-180^\circ$ .
- 4. Seleccionar la frecuencia esquina del retardo de fase:** Se debe seleccionar una frecuencia esquina  $\omega = 1/T_2$  de un valor equivalente a una década más bajo que la frecuencia de cruce, de modo que

$$T_2 = \frac{10}{\omega_c} \quad (3.6)$$

- 5. Obtener  $\beta$  de modo de obtener el adelanto de fase requerido:** Dado el margen de fase requerido, para la frecuencia previamente seleccionada, se obtiene el valor de  $\beta$  de modo que se cumpla la ecuación,

$$\sin \varphi_m = \frac{1 - \frac{1}{\beta}}{1 + \frac{1}{\beta}} = \frac{\beta - 1}{\beta + 1} \quad (3.7)$$

Donde  $\varphi_m$  corresponde al adelanto de fase que se busca dar.

- 6. Determinar el adelanto correspondiente a través del margen de ganancia:** Dado que se debe compensar la ganancia en la frecuencia de cruce, se observa cuál es el margen de fase en ese punto. Por otro lado, dado que ya

se calculó  $\beta$ , se sabe cuál es la pendiente que debe tener el controlador en la parte en la que hay adelanto.

De este modo, se traza en el diagrama de Bode una recta que pasa por la frecuencia de corte con una ganancia igual al inverso sumativo de la ganancia de  $G(j\omega_c)$ , y cuya pendiente es igual a la indicada por el valor de  $\beta$ . Las frecuencias esquinas quedan determinadas por las intersecciones con las líneas de los múltiplos de 20 [dB] más cercanos. Tras haber obtenido la segunda frecuencia esquina ( $\omega_1$ ), se obtiene el valor de  $T_1 = \frac{1}{\omega_1}$ .

### 3.3 Amortiguamiento de polos críticos utilizando compensación en fase

Esta sección está enfocada al uso de mallas *lead-lag* con el fin de amortiguar polos específicos que pueden ocasionar oscilaciones indeseadas en un sistema. Para lograr esto, se muestra a continuación un método a seguir para la programación adecuada de estas mallas [5]:

- 1. Conocer los modos críticos del sistema:** Es necesario identificar los valores propios críticos del sistema, ubicados en la banda de frecuencias predefinida. Para cada valor, se debe conocer su frecuencia característica y su amortiguamiento.
- 2. Obtener la respuesta en frecuencia del sistema sin la inclusión del compensador:** El objetivo de esta etapa es reconocer a cuánto corresponde el retardo (o adelanto) del sistema a las frecuencias características de los valores propios críticos definidos en el punto anterior.
- 3. Ajustar las constantes de tiempo de los bloques *lead-lag*:** Para compensar el retardo (o adelanto) de la banda anteriormente mencionada, se deben ajustar las constantes de tiempo de los bloques *lead-lag* del controlador. La función de transferencia de un bloque está dada por:

$$H(s) = K \frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \quad (3.8)$$

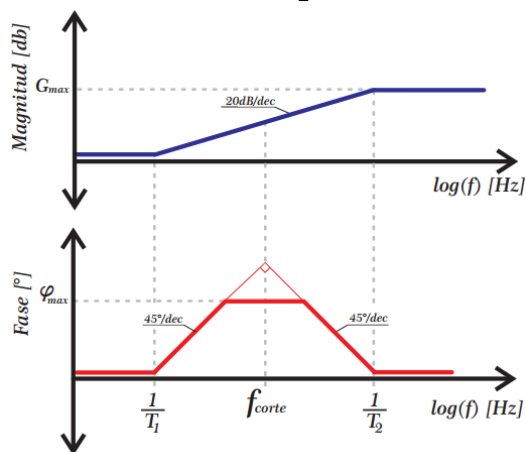


Ilustración 17: Función de transferencia  $H(s)$ .

Se puede demostrar que el ajuste adecuado de las constantes de tiempo  $T_1$  y  $T_2$  se pueden ajustar de la siguiente forma, de modo de obtener un máximo adelanto  $\varphi_{max}$  a una frecuencia de corte  $f_c$ :

$$R = \frac{1 + \sin \varphi_{max}}{1 - \sin \varphi_{max}} \quad (3.9)$$

$$T_2 = \frac{1}{2\pi f_c \sqrt{R}} \quad (3.10)$$

$$T_1 = RT_2 \quad (3.11)$$

Cabe destacar que se puede utilizar más de un bloque para la compensación de un mismo valor propio. Esto es importante para aquellos casos en que existan menos modos electromecánicos críticos que bloques. Considerando que existen  $m$  bloques disponibles para un mismo modo de oscilación, las ecuaciones anteriores se redefinen:

$$R = \frac{1 + \sin \frac{\varphi_{max}}{m}}{1 - \sin \frac{\varphi_{max}}{m}} \quad (3.12)$$

$$T_2 = \frac{1}{2\pi f_c \sqrt{R}} \quad (3.13)$$

$$T_1 = RT_2 \quad (3.14)$$

- 4. Ajustar la ganancia para asegurar la estabilidad del sistema:** El aumento o disminución de la ganancia desplazan los polos de lazo cerrado de un sistema hacia la derecha o la izquierda, respectivamente. Por esta razón, se vuelve necesario que la ganancia del sistema no sea demasiado alta. Se propone en [5] aumentar la ganancia del controlador hasta alcanzar un punto en el cual el sistema se desestabiliza. Luego, definir la ganancia del controlador como  $\frac{1}{15}$  veces la ganancia con la cual el sistema se desestabiliza [5].



## 4 Metodología

En este capítulo se expone la metodología seguida para el desarrollo de esta memoria, aplicada al caso particular de la central Carena y que se encuentra resumida en el esquema de la Ilustración 18.

La metodología se puede dividir en tres grandes etapas: Contextualización, modelo monomáquina y modelo multimáquina. La primera consta tanto de la revisión bibliográfica necesaria para el tema como de la investigación requerida para la obtención de parámetros. La segunda etapa implica la construcción de un modelo de un generador de la central, así como todos los sistemas necesarios para realizar el estudio de ajuste de parámetros. Dentro de esta etapa también se realiza el ajuste y las posteriores pruebas en los reguladores para verificar si estos cumplen con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Finalmente, en la tercera etapa se aplica un método similar al anterior para un modelo de cuatro máquinas.

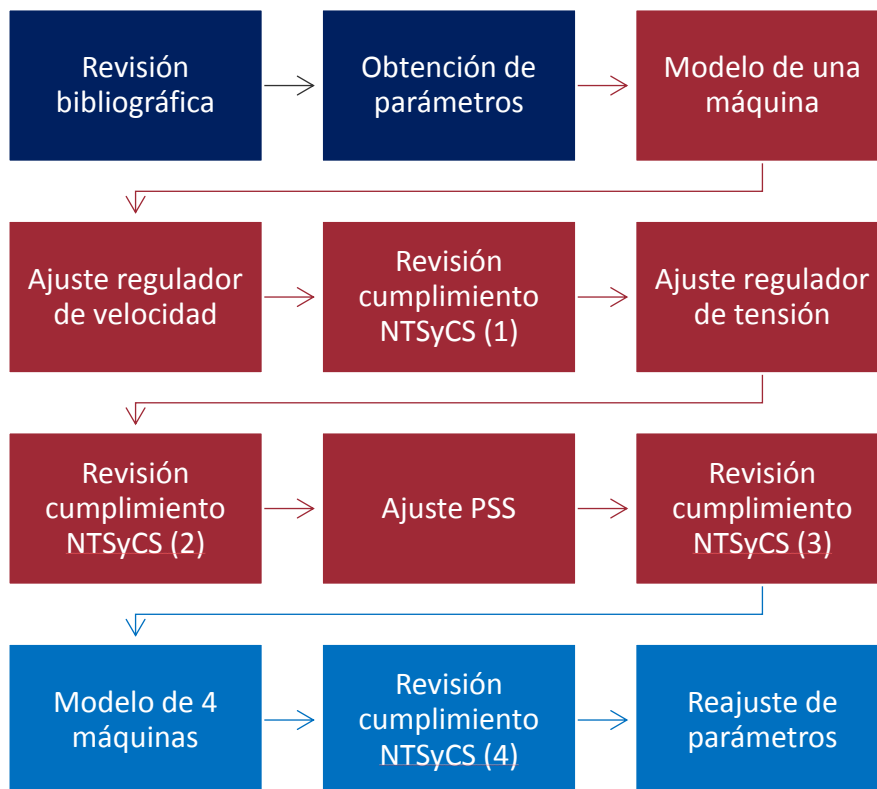


Ilustración 18: Metodología seguida.

#### 4.1 Contextualización

En la Ilustración 18 se muestra en azul oscuro los bloques que corresponden a la etapa de contextualización.

Durante la **revisión bibliográfica** se estudian y presentan los conceptos relacionados al control de velocidad, control de tensión y estabilización de oscilaciones electromecánicas aplicados a una central, así como las metodologías para modelar y ajustar controladores del tipo PID y *lead-lag*.

En la **obtención de parámetros** se consultan las bases de datos, informes técnicos y estudios en relación a la Central Carena, con el fin de recopilar todos los parámetros técnicos necesarios. En paralelo, se han hecho pruebas de homologación de parámetros para complementar lo extraído de la revisión.

#### 4.2 Modelo de una máquina

En la Ilustración 18 se muestra en anaranjado los bloques que corresponden a esta etapa.

En su etapa inicial, se construye el **modelo de una sola máquina** del sistema hidráulico y eléctrico de Carena. Las consideraciones para la construcción del modelo se especifican en el Capítulo 5. A continuación, se aplica una **sintonización a los parámetros del regulador de velocidad**, utilizando las técnicas descritas en el Capítulo 3 y verificando posteriormente que se cumplan las **exigencias de la Norma Técnicas de Seguridad y Calidad de Servicio**.

Luego, se repite el proceso anterior, esta vez con el **regulador de tensión**. La diferencia de esta etapa con el ajuste del regulador de velocidad radica en que esta sintonización considera al regulador de velocidad operando. Por esta misma razón, se vuelve necesario revisar el cumplimiento de las **exigencias de la NTSyCS para ambas señales** a controlar y con ambos reguladores actuando.

Este par de pasos se realiza una tercera vez, esta vez para **ajustar el PSS**, con los dos reguladores sintonizados previamente en funcionamiento. Finalmente, se vuelve necesario revisar una vez más el cumplimiento de las **exigencias de la NTSyCS**.

#### 4.3 Modelo multimáquina

En la Ilustración 18 se muestra en cian los bloques que corresponden a esta etapa.

En su etapa inicial, se construye el **modelo multimáquina** de la CH Carena, que considera la replicación de 4 de las unidades del modelo de una sola máquina, conectadas a un único transformador elevador. Las consideraciones para la construcción del modelo se especifican en el capítulo siguiente. Se utiliza el ajuste del modelo de una sola máquina para el ajuste inicial de los controlares.

Sin embargo, dado el cambio del sistema en el cual se encuentra inmersa cada máquina, es necesario hacer una revisión de escenarios para **verificar el cumplimiento de la NTSyCS**. En caso de no cumplir con los requisitos señalados, es necesario realizar un **reajuste de parámetros**, siguiendo el orden seguido en la etapa anterior: Primero el reajuste del regulador de velocidad, luego la sintonización del regulador de voltaje y finalmente el reajuste del PSS.

Finalmente, al lograr el ajuste adecuado de los parámetros de los reguladores, se presenta un análisis de los mismos, las conclusiones con respecto al proceso y algunas recomendaciones para la sintonización real de la central.

## 5 Caso de estudio

---

La teoría expuesta en el Capítulo 2 es aplicada al caso particular de la Central Hidroeléctrica Carena (CH Carena), perteneciente a la Empresa Eléctrica Industrial, parte de Colbún. En este capítulo se exponen con mayor detalle las consideraciones técnicas y supuestos realizados para la construcción de los modelos descritos en el capítulo anterior.

### 5.1 Definición de sistema a estudiar

La Central Carena es una central hidroeléctrica ubicada en la comuna de Curacaví, región Metropolitana. Fue puesta en servicio en el año 1937, siendo una de las centrales operativas más antiguas del país, y actualmente pertenece a la Empresa Eléctrica Industrial, parte de Colbún S.A. [6].

Las unidades de CH Carena poseen excitación del tipo DC con la excitatriz acoplada al eje y la turbina posee un regulador de velocidad manual. El trabajo está dentro del contexto de reemplazo de los equipos de control de las unidades de la central, por lo cual se estudian los modelos de control de excitación estática y un regulador automático de velocidad, para los generadores y las turbinas respectivamente.

#### 5.1.1 El sistema y sus elementos

En la Ilustración 19 se muestra el sistema en el cual se encuentra inmersa la Central Carena. Este sistema considera 3 subestaciones principales y 2 centrales:

- La subestación Carena, cuyo elemento principal es el transformador elevador. Está conectada directamente a las otras dos subestaciones a través de una línea de 44 [kV]
- La subestación El Raco, en la cual destaca su consumo del tipo industrial. Esta central pertenece a la empresa chilena papelera CMPC y el respectivo consumo corresponde principalmente a una planta de producción de papel. A través de una línea de 110 [kV] se conecta al resto del SIC.
- La subestación elevadora Lo Prado, que tiene consumos residenciales en el nivel de los 44 [kV]. Al mismo tiempo, está conectado al resto del SIC a través de una línea de 110 [kV].
- La Central Hidroeléctrica Carena, que contiene cuatro unidades de generación, conectadas al transformador elevador de la subestación Carena.
- La Central Térmica CMPC, que contiene una unidad térmica de cogeneración (para procesos internos de la papelera CMPC).

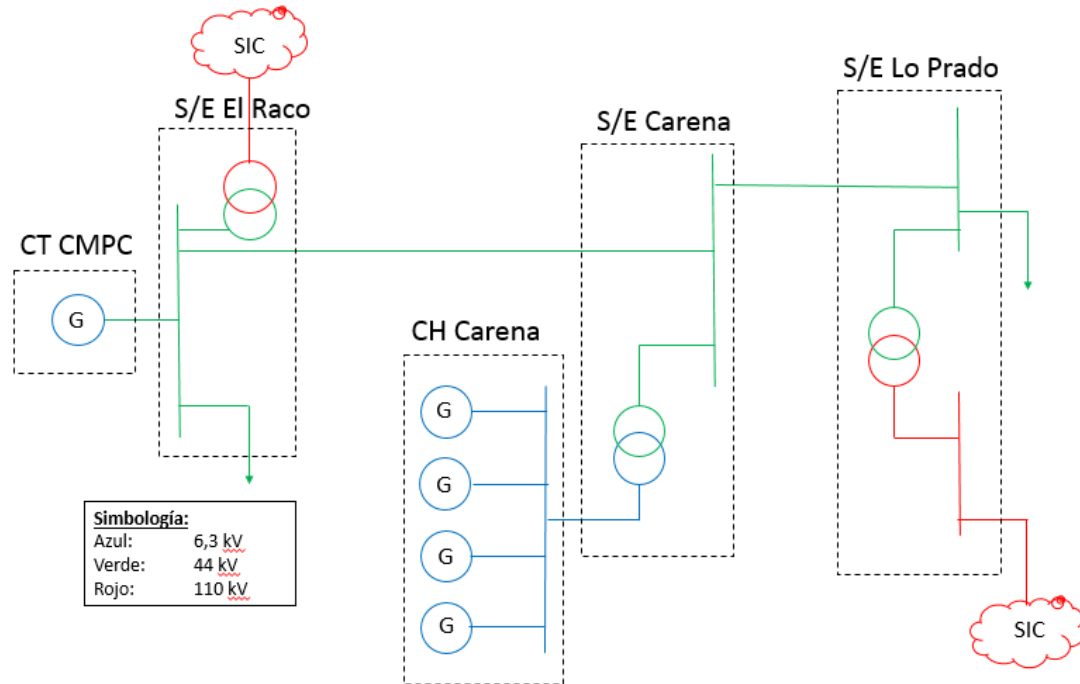


Ilustración 19: Diagrama unilineal de Carena y S/E cercanas

### 5.1.2 Información técnica de Central Carena

La central Carena posee 4 unidades generadoras de idénticas características eléctricas y mecánicas. En la Tabla 5 y Tabla 6 se entregan los datos técnicos que poseen cada una de las unidades. Además, en la Tabla 7 se entrega la información técnica del transformador elevador de la central [16].

Tabla 5: Información Técnica de Turbina de Central Carena

Planta	Nombre	Valor	Unidad	Descripción
A. Turbina	Constante del agua	0,812	s	
	Flujo volumétrico	10,2	$\frac{m^3}{s}$	Flujo de agua que ingresa a la turbina
	Altura de caída	127	m	
	Largo del tubo sección 1	84,4	m	Largo del tubo que une al canal con la casa de máquinas
	Largo del tubo sección 2	4,55	m	Largo del tubo que une a la casa de máquinas con la turbina
	Área transversal sección 1	0,95	$m^2$	Área transversal del tubo que une al canal con la casa de máquinas
	Área transversal sección 2	0,43	$m^2$	Área transversal del tubo que une a la casa de máquinas
	Momento de Inercia	1588,98	$kgm^2$	
	Tipo de Turbina	-	-	Francis

Tabla 6: Información Técnica de Generador de Central Carena

Planta	Nombre	Valor	Unidad	Descripción
B. Generador	Potencia Nominal	2,6	MVA	
	Potencia Activa Nominal	2,5	MW	
	Factor de potencia	0,95	-	
	Tipo de rotor	-	-	DC, polos salientes
	Tensión de Salida	6,3	$kV_{rms}$	
	Tensión de Excitación	66	V	
	Corriente de Excitación	270	A	
	Número de polos	6	-	
	Velocidad nominal	1000	rpm	
	Frecuencia nominal	50	Hz	
	Reactancia Síncrona D	1,333	pu	
	Reactancia Transiente D	0,785	pu	
	Reactancia Subtransiente D	0,462	pu	
	Reactancia Síncrona Q	0,933	pu	
	Reactancia Transiente Q	-	pu	No aplica en máquina de polos salientes
	Reactancia Subtransiente Q	0,933	pu	
	Reactancia de Secuencia 0	0,116	pu	
	Reactancia de dispersión de armadura		pu	
	Constante de tiempo transiente D	3,069	s	
	Constante de tiempo subtransiente D	0,153	s	
	Constante de tiempo transiente Q	-	s	No aplica en máquina de polos salientes
Constante de tiempo subtransiente Q	0	s		
Constante de tiempo de armadura	0,439	s		

Tabla 7: Información Técnica de Transformador de Central Carena

Planta	Nombre	Valor	Unidad	Descripción
<b>C. Transformador Elevador</b>	Potencia Nominal	12	<i>MVA</i>	
	Tensión de alta	44	<i>kV</i>	
	Tensión de baja	6,3	<i>kV</i>	
	Impedancia de cortocircuito	7,38	%	

## 6 Implementación

En este capítulo se abordan los temas relacionados con la implementación de los modelos de los elementos básicos y de control de la Central Hidroeléctrica Carena. En la sección 6.1 se explican con mayor detalle los modelos que fueron utilizados para las pruebas de parámetros. Los criterios de estos ajustes con explicados en la sección 6.2.

### 6.1 Modelos de Carena

Los modelos de la central Carena están compuestos esencialmente por los siguientes bloques:

- Generador
- Turbina
- Controlador de velocidad
- Sistema de control de excitación
- Estabilizador de potencia
- Transformador elevador

Los modelos fueron construidos con la herramienta *Simulink*<sup>®</sup> del software *Matlab*<sup>®</sup>, utilizando la librería *SimPowerSystems*<sup>®</sup>. La implementación de los bloques se describe en la sección 6.1.1.

#### 6.1.1 Elementos básicos del modelo de Carena

##### 6.1.1.1 Generador

El bloque *Synchronous Machine* de la librería *SimPowerSystems*<sup>®</sup> (mostrado en la Ilustración 20) representa todas las ecuaciones del generador abordadas en la sección 2.1.1 [17]. Este bloque recibe como entrada la potencia mecánica ( $P_m$ ) y la tensión de campo ( $V_f$ ), generando una gran cantidad de señales de salida. Entre ellas, las más importantes para este estudio son la tensión en bornes, la corriente en el estator, la potencia activa, la potencia reactiva y la velocidad del eje.

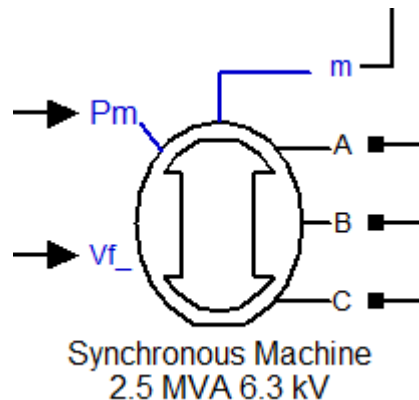


Ilustración 20: Representación en Matlab de máquina síncrona.



### 6.1.1.2 Turbina

La turbina ha sido representada en un diagrama de bloques como una función de transferencia representada por un polo positivo y un cero negativo, caracterizado por la constante del agua. Esta es la función de transferencia que se obtuvo en la Sección 2.3.2.2, evaluada con los parámetros del sistema hidráulico de Carena (Ver Ilustración 21).

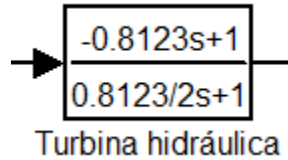


Ilustración 21: Representación en Matlab de turbina hidráulica.

### 6.1.1.3 Controlador de velocidad

El sistema de control de velocidad se implementó como un bloque que recibe como entradas la potencia eléctrica y la velocidad en el eje, junto con sus respectivas consignas.

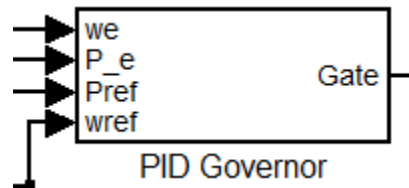


Ilustración 22: Bloque de regulador de velocidad en Matlab.

Al interior de este bloque se ha construido una réplica del regulador de velocidad del tipo PID, que se expuso en la Ilustración 15. Este se observa en la Ilustración 23. Los criterios utilizados para el ajuste de sus parámetros se pueden ver en la Sección 6.2.1.

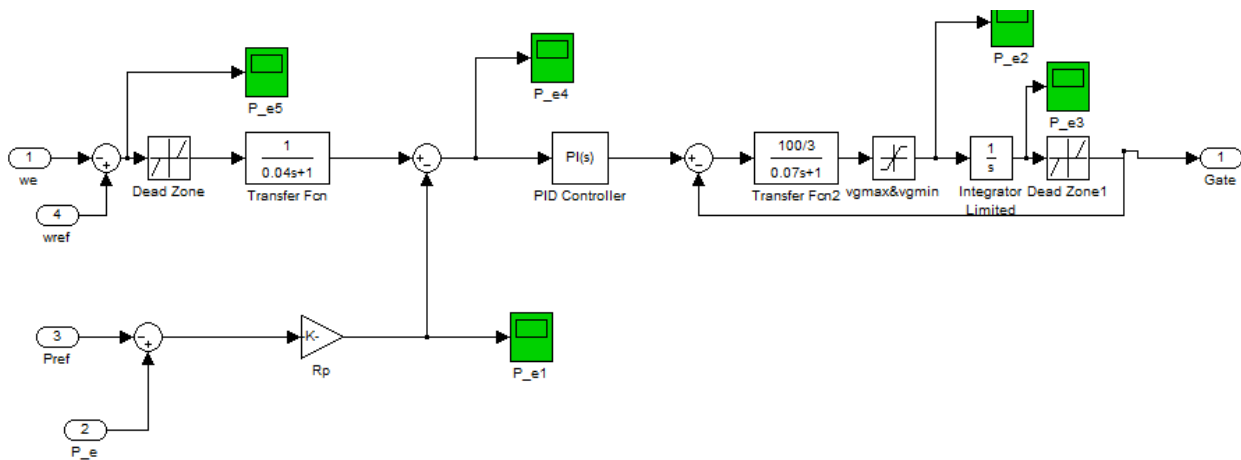


Ilustración 23: Representación en Matlab de regulador de velocidad.

#### 6.1.1.4 Sistema de control de excitación

El sistema de control de excitación se implementó como un bloque que recibe como entradas la tensión en bornes del generador, la consigna de tensión, la tensión proveniente del PSS y la corriente de campo. La salida de este bloque es la tensión de campo (Ver Ilustración 24).

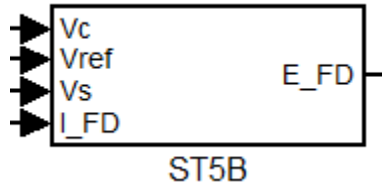


Ilustración 24: Bloque de regulador de tensión en Matlab.

Al interior de este bloque se ha construido una réplica del regulador de tensión ST5B, que se expuso en la Ilustración 6. Este se observa en la Ilustración 26. Los criterios utilizados para el ajuste de sus parámetros se pueden ver en la Sección 6.2.2.

#### 6.1.1.5 Estabilizador de potencia

El estabilizador de potencia se implementó como un bloque que recibe como entradas la variación de velocidad en el eje y la diferencia de potencia activa con respecto a la consigna. La salida de este bloque es una señal de tensión que se adiciona a la tensión de campo (Ver Ilustración 25).

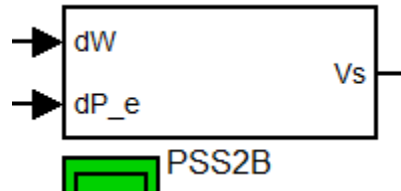


Ilustración 25: Bloque de PSS en Matlab.

Al interior de este bloque se ha construido una réplica del PSS2B, que se expuso en la Ilustración 10. Este se observa en la Ilustración 27. Los criterios utilizados para el ajuste de sus parámetros se pueden ver en la Sección 6.2.3.

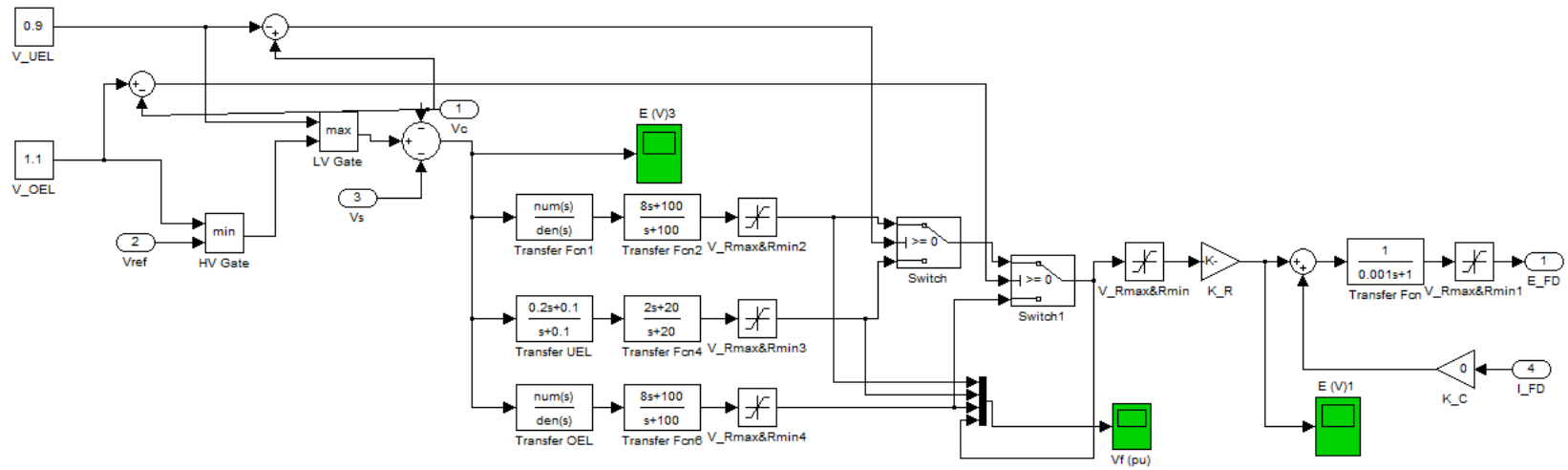


Ilustración 26: Representación en Matlab de ST5B.

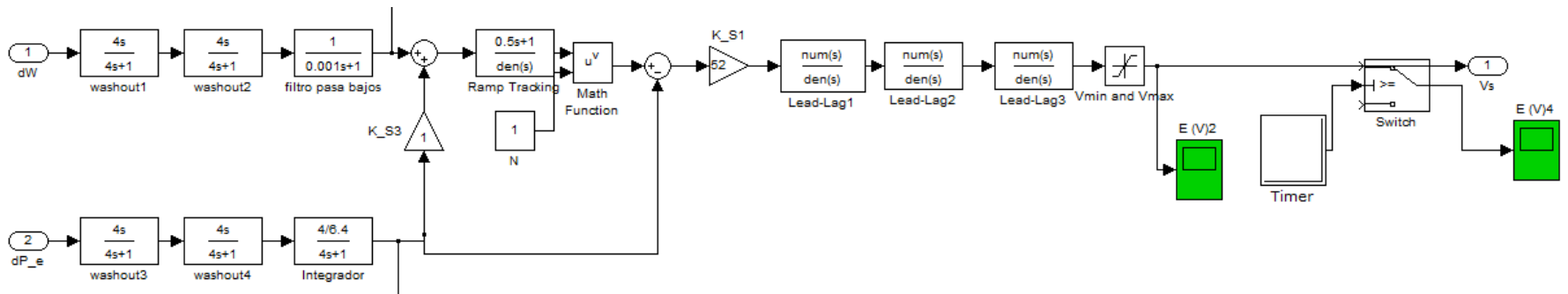


Ilustración 27: Representación en Matlab de PSS2B.

#### 6.1.1.6 Transformador elevador

El bloque *Three-Phase Transformer* de la librería *SimPowerSystems*® (mostrado en la Ilustración 28) representa todas las ecuaciones del transformador [18]. Este bloque se conecta a las tres fases, que corresponden a la salida de los bornes del generador, produciendo en la salida tres fases a una tensión elevada y, por lo tanto, a menor corriente.

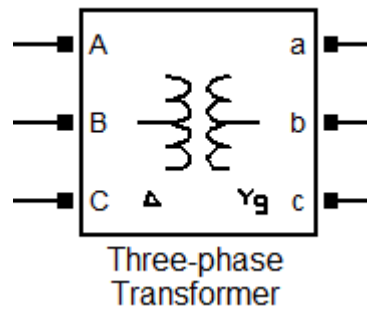


Ilustración 28: Representación en Matlab de transformador elevador.

#### 6.1.2 Modelo de una sola máquina

El propósito de modelar una sola unidad radica en modelar los fenómenos internos que ocurren en la máquina y la interacción de los elementos incluidos, que se muestran en la Ilustración 1.

El sistema de la Ilustración 29 se resume como una unidad generadora, conectada a un transformador elevador en sus bornes, conectado a la red. Además, el generador recibe las señales de tensión en bornes y potencia mecánica por parte del regulador de tensión y la turbina, respectivamente. La turbina es controlada mediante un bloque de regulador PID, mientras una de las señales de control del regulador de tensión proviene del PSS.

#### 6.1.3 Modelo multimáquina

Para una representación más cercana de la realidad de la Central Hidroeléctrica Carena, se plantea el modelo multimáquina. Esta es una representación de las cuatro unidades de Carena, que repite la conexión de bloques mencionada en la Sección 6.1.2, con la diferencia de que las cuatro unidades se encuentran conectadas al mismo transformador elevador (Ver Ilustración 30, Ilustración 31 para zoom de una de las unidades).

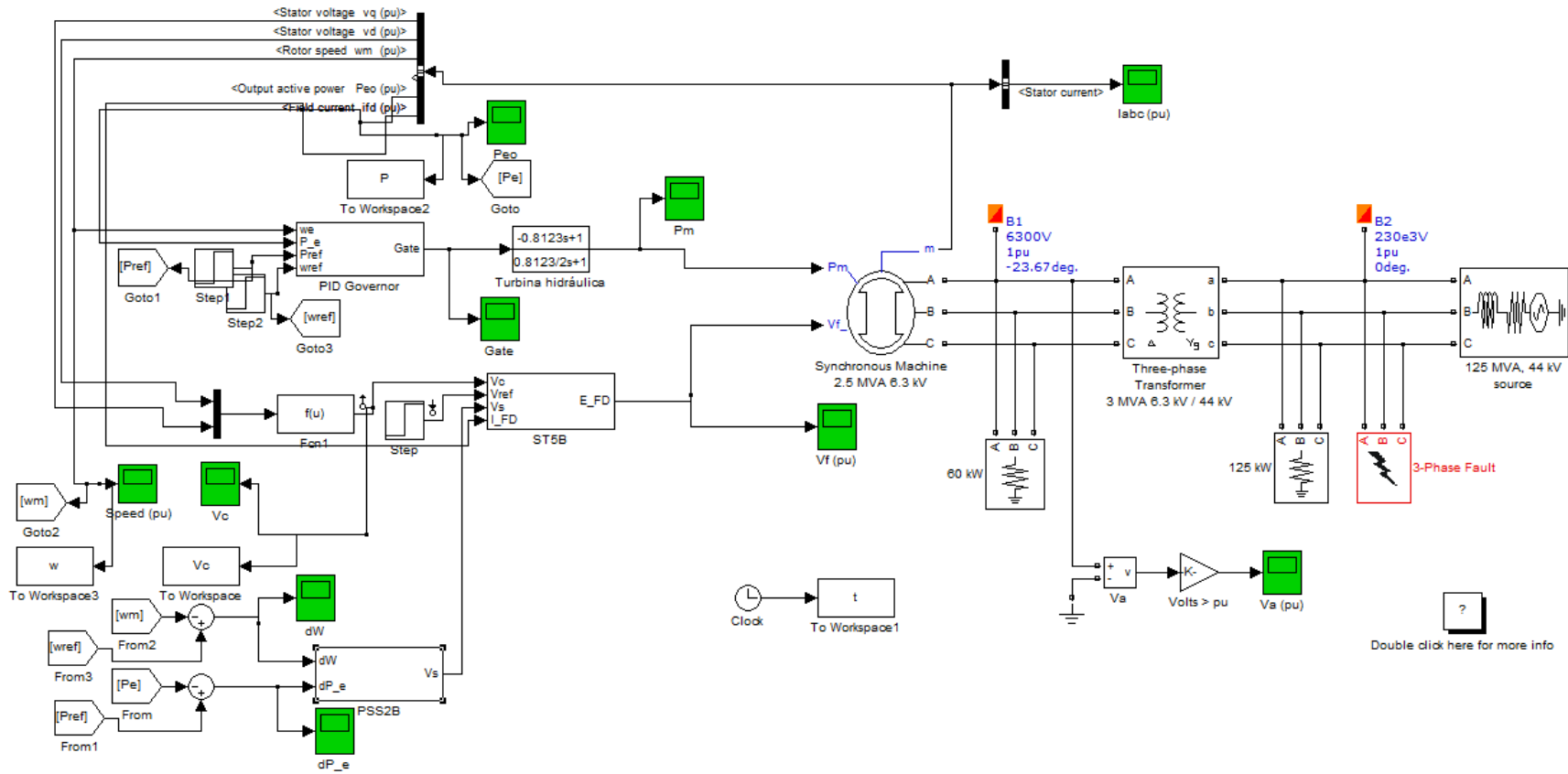


Ilustración 29: Representación en Matlab de modelo de una sola máquina

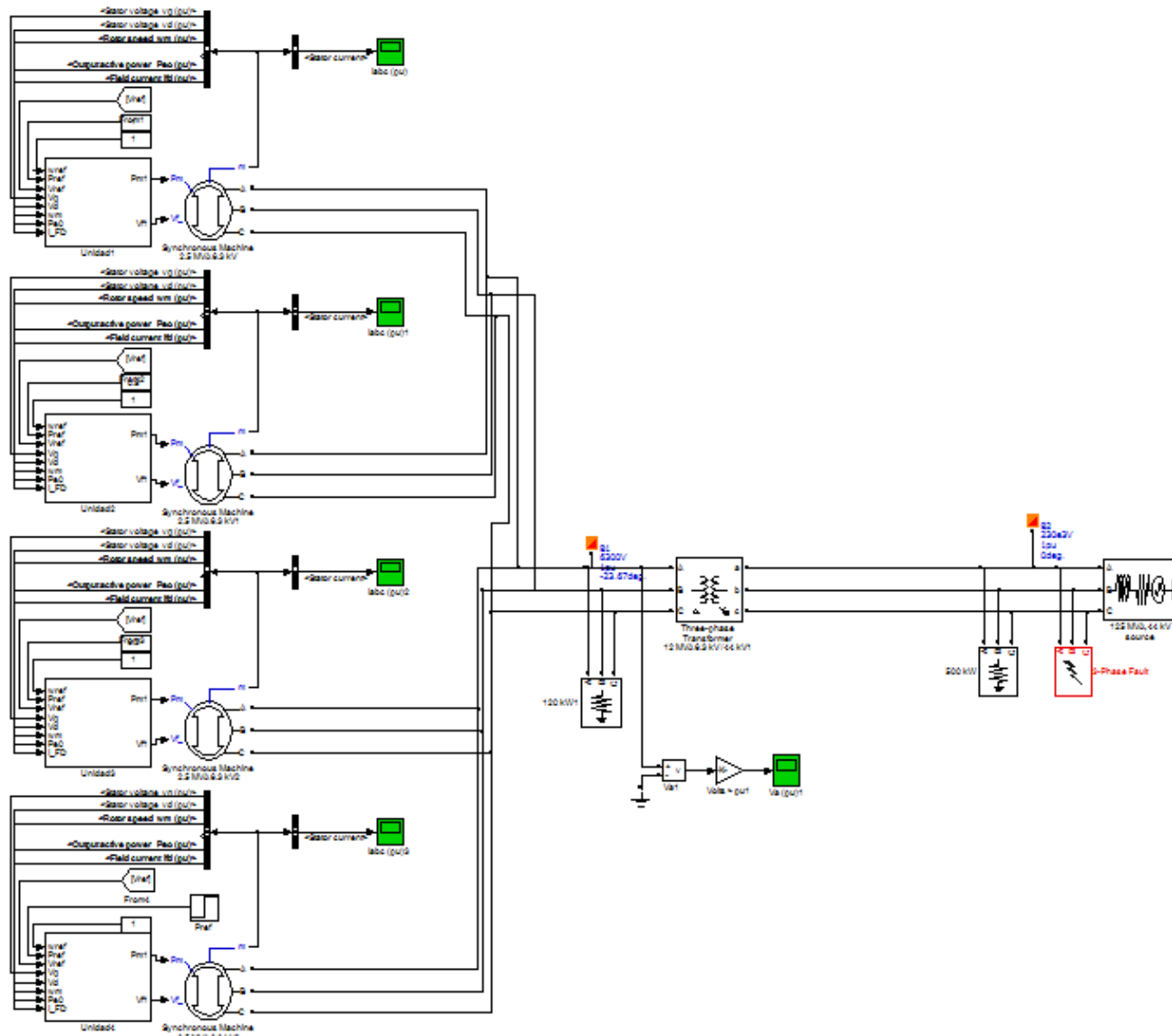


Ilustración 30: Representación en Matlab de modelo multimáquina.

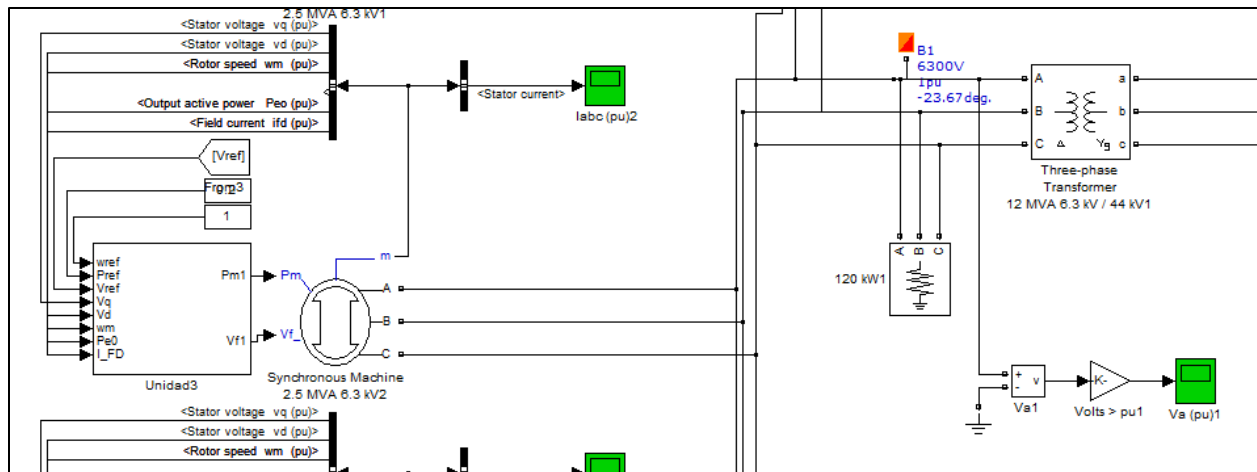


Ilustración 31: Zoom de representación en Matlab de modelo multimáquina.

## 6.2 Ajuste de parámetros de controladores

A continuación se explica en detalle los criterios utilizados para ajustar los parámetros de los reguladores en los cuales se enfoca este trabajo.

### 6.2.1 Regulador de velocidad

Se procede a continuación de hacer un análisis de los parámetros del sistema gobernador del tipo PID. Para cada uno de los parámetros a regular, se da un breve argumento técnico para señalar el ajuste al cual se aplican estos parámetros.

- **Bandas muertas:** Las bandas muertas no se tratan de parámetros que uno espera utilizar, sino que son fenómenos a los se ven afectados los sistemas de medición. En particular, el fabricante es quien debe indicar cuál es el rango de banda muerta al que el sistema se ve afecto. En caso de no indicarse, se sugiere no incluir banda muerta.
- $T_d$  y  $T_t$ : El bloque al cual pertenecen estas constantes de tiempo representan las imperfecciones de los transductores. Es un fenómeno que se observa empíricamente en la respuesta al escalón, que se ve suavizada por la constante de tiempo.

Los fabricantes buscan que en los transductores se reduzca este fenómeno a su mínimo, frente a una condición de calidad de las señales. Sin embargo, en la práctica es imposible, por lo cual la constante de tiempo suele tomar un valor muy bajo [8] [13]. En otras ocasiones, es aceptado que esta constante tome un valor cero.

$$T_d = 0 \text{ y } T_t = 0$$

- $K_p$ ,  $K_I$  y  $K_D$ : Se usan los criterios para el ajuste de reguladores del tipo lead-lag definidos en el capítulo 3.
- $R_p$ : Corresponde a la ganancia del estatismo permanente de la máquina, por lo cual el valor que toma es particular para cada unidad. Sin embargo, tratándose de unidades generadoras gemelas, todas las unidades deberían hacerse cargo del

mismo nivel de carga, de modo que todos tienen el mismo estatismo [4]. Los valores típicos de estatismo [4] están en torno al 4% y el 5%. Se propone, por esta razón, que el estatismo tome un valor de 4%.

$$R_p = 0,04$$

- $T_g, T_p, VELcl, VELop, P_{min}$  y  $P_{max}$ : Todos estos parámetros corresponden al servomotor del gobernador. Es por esta razón que, ya sea para asegurar el correcto funcionamiento del sistema o para modelar algún fenómeno de suavizado de las señales, estos parámetros son especificados por el fabricante. Dado que estos no son parámetros conocidos al momento en que se realizó este trabajo, se han utilizado algunos parámetros sugeridos en [19].

$$T_g = 1, T_p = 0,07, VELcl = -0.2, VELop = 0.2, P_{min} = -Inf, P_{max} = Inf$$

### 6.2.2 Regulador de tensión

Se procede a continuación a hacer un análisis de los parámetros del sistema de excitación del tipo ST5B (ver ilustración 20), que corresponde al sistema que Colbún se ha propuesto a utilizar en adelante, dado el conocimiento y manejo técnico que existe sobre el sistema, y la confiabilidad que reside en las experiencias previas con este sistema de excitación.

Para cada uno de los parámetros a regular, se da un breve argumento técnico para señalar el ajuste al cual se le realiza a estos parámetros.

- $V_{OEL}$  y  $V_{UEL}$ : Los voltajes limitadores de sobre y subexcitación no sólo deben cumplir el objetivo de separar los 3 estados de operación posible del ST5B (que se indican en la sección 2.2.1.2), sino que deben además mantener la operación dentro de unos márgenes seguros, es decir, el voltaje debe estar en un margen de operación en donde no se corra riesgo de sobrecalentamiento de equipos o pérdidas de estabilidad.

En general, se propone que el estado de operación de la máquina se encuentre en torno al 90% y al 110% de su valor nominal, por lo cual se propone que [9] [20]:

$$V_{OEL} = 1,1 \text{ y } V_{UEL} = 0,9$$

- $T_{C1}, T_{B1}, T_{C2}, T_{B2}, T_{UC1}, T_{UB1}, T_{UC2}, T_{UB2}, T_{OC1}, T_{OB1}, T_{OC2}, T_{OB2}$ : Se usan los criterios para el ajuste de reguladores del tipo *lead-lag* definidos en el capítulo 3.2.
- $V_{RMIN}$  y  $V_{RMAX}$ : Al igual que el caso de  $V_{OEL}$  y  $V_{UEL}$ , estos limitadores de tensión deben ser capaces de mantener la operación al interior del regulador dentro de un rango en los cuales la máquina no corra riesgos térmicos o eléctricos. En [9] se propone que estos límites sean:

$$V_{RMIN} = -4,0 \text{ y } V_{RMAX} = 5,0$$

- $K_R$ : La ganancia del regulador debe estar ajustada de modo que el sistema de lazo cerrado no desplace sus polos a la zona inestable, por lo cual el ajuste de este parámetro debe regirse también por los criterios expuestos en el capítulo 2.5.1. Sin embargo, dado que esta es la única ganancia que opera para los tres reguladores del tipo *lead-lag*, debe existir un compromiso de modo que ninguno de los 3 limitadores genere inestabilidades durante su operación.



- $K_C$ : La señal de corriente de campo se utiliza como un control complementario a la tensión en bornes, es caso de que exista alguna irregularidad en la operación normal del transductor o incluso del regulador propiamente tal. Dado que el estudio no está enfocado a estas situaciones, la señal no se utiliza:

$$K_C = 0$$

- $T_1$ : El bloque al cual pertenece esta constante de tiempo representa las imperfecciones de los transductores. Es un fenómeno que se observa principalmente en la respuesta al escalón, que se ve suavizada por la constante de tiempo.

Los fabricantes buscan que en los transductores se reduzca este fenómeno al mínimo, frente a una condición de calidad de las señales. Sin embargo, esto es la práctica es imposible, por lo cual la constante de tiempo suele tomar un valor muy bajo [9]. En otras ocasiones, es aceptado que esta constante tome un valor de cero.

$$T_1 = 0$$

### 6.2.3 Estabilizador de potencia

Para cada uno de los parámetros a regular, se da un breve argumento técnico para señalar el ajuste al cual se le realiza a estos parámetros [9].

- $T_{w1}$ ,  $T_{w2}$ ,  $T_{w3}$  y  $T_{w4}$ : Se sugiere que las constantes del filtro washout se encuentren en función del tipo de oscilación que se desea atenuar. Esto debido a que, si bien, se desean atenuar bajas frecuencias, no se debe eliminar el efecto de las frecuencias de oscilación electromecánicas que se desean compensar, para que exista un correcto funcionamiento de estas.

Finalmente, se propone en [9] la siguiente configuración:

$$T_{w1} = T_{w2} = T_{w3} = T_{w4} = \begin{cases} 20 [s] & \text{para modo inter - \acute{a}rea} \\ 4[s] & \text{para modo local} \\ 2[s] & \text{para modo inter - planta} \end{cases}$$

- $T_6$  y  $K_{s3}$ : El bloque de filtro pasa bajos que contiene la constante de tiempo  $T_6$  modela al transductor de la señal de velocidad, por lo cual debe quedar definida por el fabricante. En caso de no ser indicada, una buena aproximación es utilizar un valor bajo o incluso nulo.

En el caso de la ganancia, el parámetro debe ser ajustado de modo que la potencia eléctrica sea comparable con la potencia mecánica “calculada” por el lado de la velocidad, de modo de generar la potencia acelerante. Si se trabaja en valores por unidad, es común que esta ganancia corresponda a la unidad.

$$T_6 = 0 \text{ y } K_{s3} = 1$$

- $T_7$  y  $K_{s2}$ : Si bien, el efecto de la constante de tiempo no produce mayores perturbaciones en los resultados de este bloque, la literatura sugiere que este tome el mismo valor que las constantes de los filtros washout [9].

Finalmente, por la función que debe cumplir este filtro, este debe tener una configuración proporcional a la inercia de la máquina [9].

$$T_7 = T_w \text{ y } K_{s2} = \frac{T_7}{2H}$$

- $G(s)$ : La función del bloque de *ramp tracking* es actuar como filtro de modos torsionales de la potencia mecánica (pues el estudio se enfoca en atenuar los otros modos de oscilación definidos). Si bien este bloque no tiene una forma específica, La literatura técnica propone que este tenga la siguiente forma:

$$G(s) = \left[ \frac{1 + sT_8}{(1 + sT_9)^M} \right]^N \quad (3.1)$$

Para que exista una correcta cancelación en el estado estacionario de las señales de ambos caminos del filtro (recordar que el PSS sólo actúa en el estado transiente) para la entrada escalón y la entrada rampa, las constantes de tiempo deben seguir la siguiente configuración:

$$T_8 = MT_9 \quad (3.2)$$

Finalmente, la literatura [9] sugiere que, para cumplir esta necesidad y la de atenuar completamente los modos torsionales, se tenga la siguiente configuración:

$$N = 1, M = 5, T_8 = 0,1 [s] \text{ y } T_9 = 0,5 [s]$$

- $T_1, T_2, T_3, T_4, T_{10}$  y  $T_{11}$ : Se usan los criterios para el ajuste de reguladores del tipo lead-lag definidos en la sección 3.3.
- $K_{s1}$ : La ganancia del regulador debe estar ajustada de modo que el sistema de lazo cerrado no desplace sus polos a la zona inestable, por lo cual el ajuste de este parámetro debe regirse también por los criterios expuestos en el capítulo 3.3.
- $V_{min}$  y  $V_{max}$ : Los voltajes limitadores de sobre y subexcitación deben mantener la operación dentro de unos márgenes seguros, es decir, el voltaje debe estar en una zona de operación en donde no se corra riesgo a sobrecalentamiento de equipos u otras consecuencias riesgosas para la máquina y su entorno.

En general, se propone que el estado de operación de la máquina se encuentre en torno al 90% y al 110% de su valor nominal, por lo cual se propone que:

$$V_{min} = -0,1 \text{ y } V_{max} = 0,1$$

## 7 Resultados

### 7.1 Ajuste de reguladores

En la siguiente sección se muestra la configuración de los parámetros de cada uno de los sistemas previamente descritos, utilizando distintas metodologías definidas en el Capítulo 3.

Tal como se indicó en el Capítulo 4, estos ajustes fueron realizados en el modelo de una sola máquina, donde algunos controladores son configurados con la presencia de los que fueron configurados anteriormente: El PSS es configurado con los reguladores de velocidad y voltaje operando; el regulador de tensión es configurado con el regulador de velocidad en funcionamiento; el regulador de velocidad es configurado sin la habilitación de ninguno de los otros reguladores.

#### 7.1.1 Ajuste del regulador de velocidad

Se utilizan las técnicas mencionadas anteriormente para el ajuste de los parámetros del regulador de velocidad. Los resultados del ajuste utilizando tanto el método de *Ziegler-Nichols* como el método de la respuesta en frecuencia se muestran en la Tabla 8.

Cabe destacar que para la utilización del método de *Ziegler-Nichols* fue necesario variar la constante proporcional del compensador PID, de modo que esta tuviera en la salida una oscilación constante, dada la imposibilidad de lograr una curva en forma de S, como la observada en la Ilustración 16. Esta es la razón por la cual se utilizó el segundo método de *Ziegler-Nichols*, en lugar del primero. Los resultados de este proceso se muestran a continuación:

$$K_{pc} = 3,75 \text{ , } P_{pc} = 0,88$$

Para ninguno de los dos controladores se utilizó la constante derivativa del PID, de modo que el compensador PID pasa a ser simplemente del tipo PI. Esto dado que la parte derivativa de un controlador PID es altamente sensible al ruido [14].

Tabla 8: Ajuste del regulador de velocidad.

PARÁMETRO	VALOR UTILIZANDO Z-N	VALOR UTILIZANDO RESP. EN FRECUENCIA
$T_d$	0,0400 [s]	0,0400 [s]
$T_t$	0,0400 [s]	0,0400 [s]
$K_P$	1,6875	2,0287
$K_I$	1,3637	4,6188
$K_D$	0,0000	0,0000
$R_P$	0,0500	0,0500
$T_g$	0,0700 [s]	0,0700 [s]

$T_p$	33,3333 [s]	33,3333 [s]
$VELcl$	0,2000	0,2000
$VELop$	-0,2000	-0,2000
$P_{min}$	-1,2000 [pu]	-1,2000 [pu]
$P_{max}$	1,2000 [pu]	1,2000 [pu]

La elección del mejor ajuste entre los resultantes del uso de ambos métodos, se comenta y analiza en la sección 7.2.

### 7.1.2 Ajuste de regulador de voltaje

Se utilizan las técnicas mencionadas anteriormente para el ajuste de los parámetros del regulador de voltaje, utilizando la técnica según la respuesta en frecuencia, junto con los criterios definidos en el Capítulo 3. Los resultados se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9: Ajuste de regulador de voltaje.

PARÁMETRO	VALOR
$V_{OEL}$	1,100
$V_{UEL}$	0,900
$T_{C1}$	0,800 [s]
$T_{B1}$	6,000 [s]
$T_{C2}$	0,080 [s]
$T_{B2}$	0,010 [s]
$T_{UC1}$	2,000 [s]
$T_{UB1}$	10,000 [s]
$T_{UC2}$	0,100 [s]
$T_{UB2}$	0,050 [s]
$T_{OC1}$	0,080 [s]
$T_{OB1}$	0,010 [s]
$T_{OC2}$	2,000 [s]
$T_{OB2}$	10,000 [s]
$V_{Rmin}$	-4,000
$V_{Rmax}$	5,000
$K_R$	500,0
$K_C$	0,000
$T_1$	0,001 [s]

### 7.1.3 Ajuste de PSS

Se utilizan las técnicas mencionadas anteriormente para el ajuste de los parámetros del PSS. Estos se muestran en la Tabla 10. A continuación se explica cómo se configuraron los bloques *lead-lag* de PSS2B.

Tabla 10: Ajuste del PSS

PARÁMETRO	VALOR
$T_{w1}$	4 [s]
$T_{w2}$	4 [s]
$T_{w3}$	4 [s]
$T_{w4}$	4 [s]
$K_{s2}$	0,625
$T_7$	4 [s]
$T_6$	0,001 [s]
$K_{s3}$	1
$N$	1
$M$	5
$T_8$	0,1 [s]
$T_9$	0,5 [s]
$K_{s1}$	52
$T_1$	0,1585 [s]
$T_2$	0,1116 [s]
$T_3$	0,1585 [s]
$T_4$	0,1116 [s]
$T_{10}$	0,1585 [s]
$T_{11}$	0,1116 [s]
$V_{min}$	-0,1
$V_{max}$	0,1

En la Ilustración 32 se muestra el mapa de polos correspondiente al sistema cuya entrada es la consigna de tensión del regulador de voltaje y cuya salida es la variación de la potencia eléctrica. En la Ilustración 33 se realiza un zoom a la zona correspondiente a los polos de lazo cerrado que representan las oscilaciones electromecánicas que debe amortiguar el PSS, que en la ilustración anterior están señalados con una lupa.

Un resumen de los polos que son de interés en este estudio, es decir, los polos cuya frecuencia corresponde a alguna de las oscilaciones electromecánicas y que no ha sido cancelado por un cero, está disponible en la Tabla 11.

Tabla 11: Modos de oscilación electromecánicas.

Ubicación del Polo	Frecuencia [rad/s]	Frecuencia [Hz]	Modo de oscilación	Amortiguamiento [dB]
-2,51+0,00j	2,51	0,399	Inter-área	1
-1,21±7,43j	7,52	1,197	Local	0,161
-12,8+0,00j	12,8	2,037	Inter-planta	1

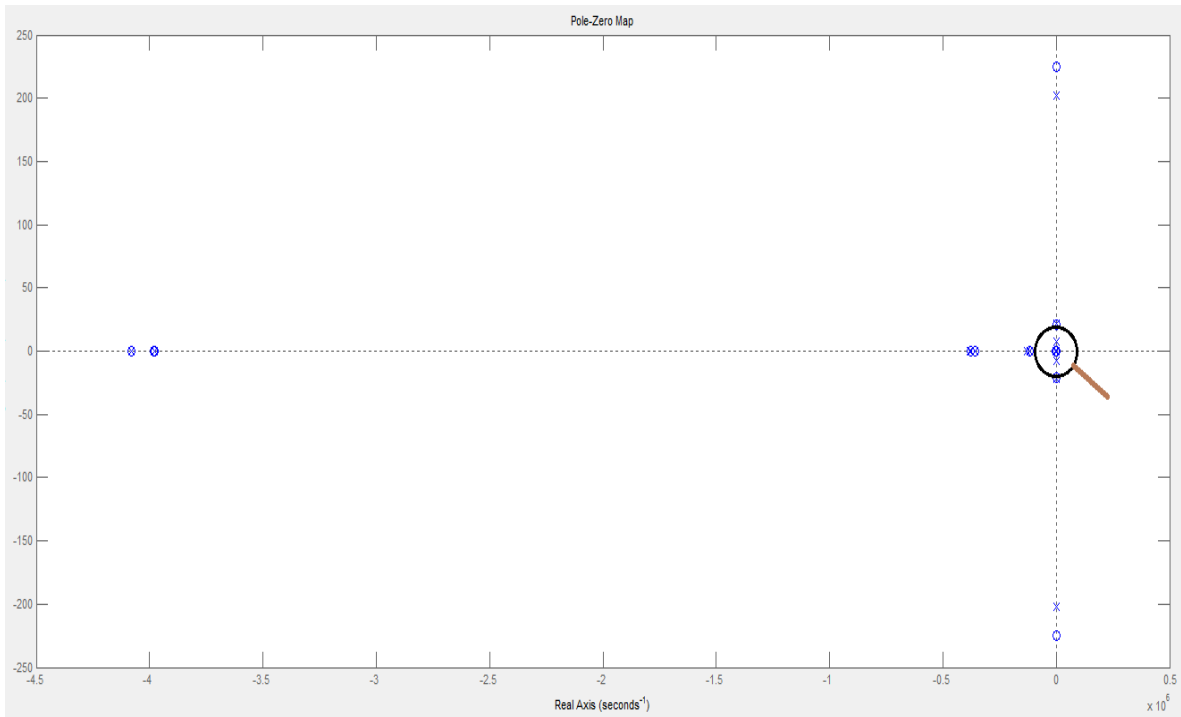


Ilustración 32: Mapa de polos y ceros de sistema sin PSS.

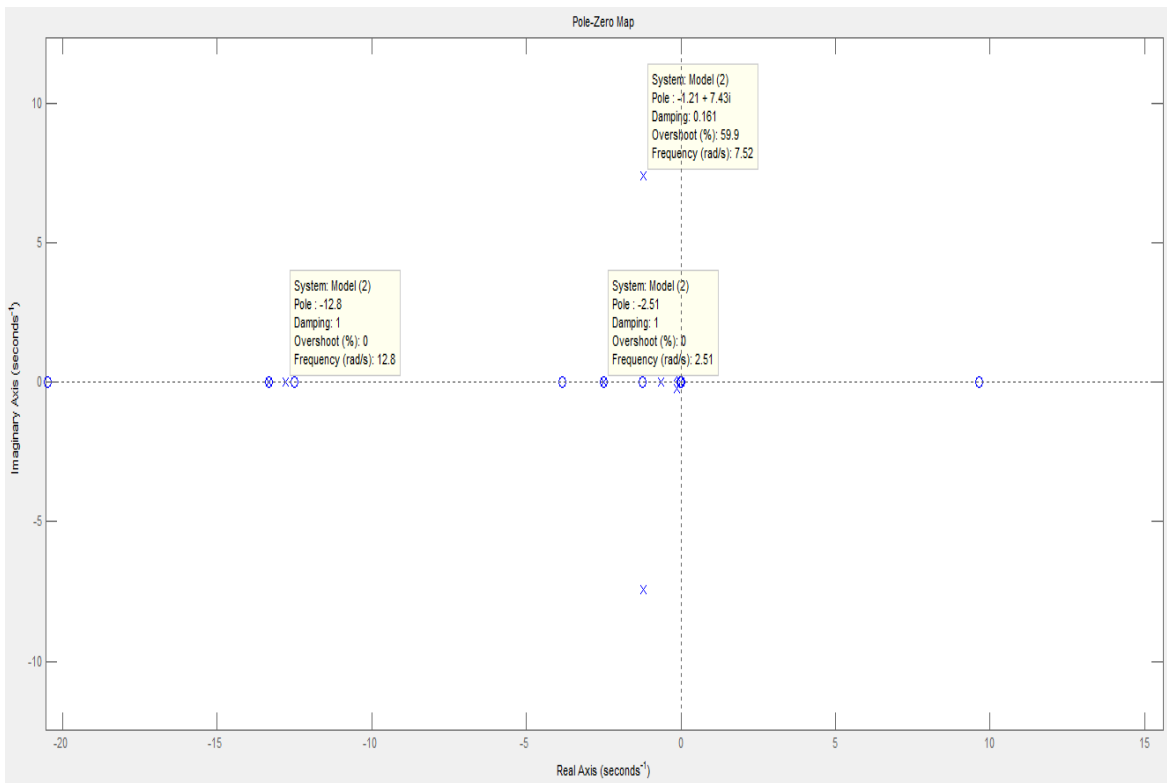


Ilustración 33: Zoom de mapa de polos y ceros de sistema sin PSS.

De la Tabla 11, se puede apreciar que el único modo de oscilación de un amortiguamiento bajo es el correspondiente a  $-1,21 \pm 7,43j$  (modo local). En la Ilustración 34 se denota que, a una frecuencia de  $7,52 \text{ [rad/s]}$  (correspondiente al polo mencionado), existe un desfase de  $215^\circ$ , con lo cual se requiere que haya un retraso de al menos  $170^\circ$ , para que existe un desfase de hasta  $-45^\circ$ , como se sugiere en [5] y [9].

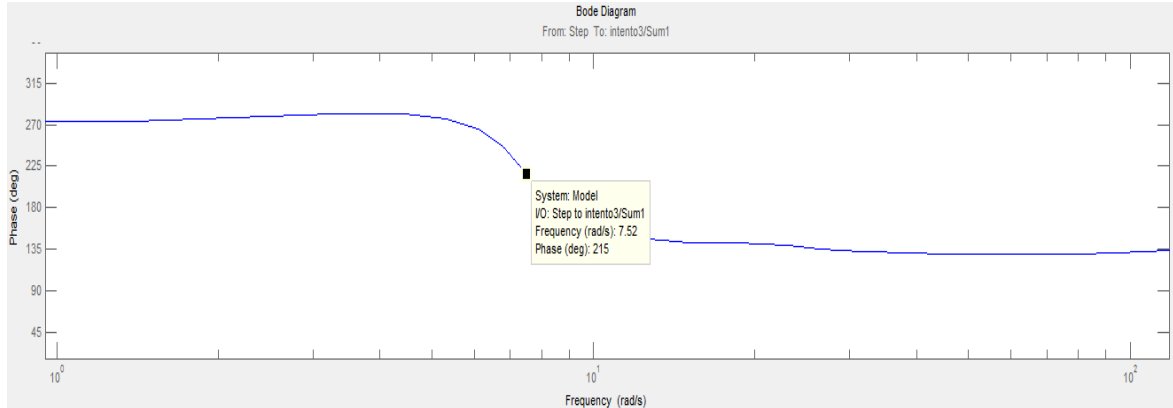


Ilustración 34: Diagrama de Bode de fase de sistema sin PSS.

Finalmente, utilizando las ecuaciones (3.12) a (3.14), se opta por utilizar los tres bloques para amortiguar este polo, lo que da como resultado el siguiente ajuste:

$$T_2 = T_4 = T_{10} = 0,1116 \text{ [s]}$$

$$T_1 = T_3 = T_{11} = 0,1585 \text{ [s]}$$

Finalmente, se calcula la ganancia con la cual el sistema se desestabiliza. Para esto, se aumentó la ganancia  $K_{s1}$  del PSS2B hasta el valor  $K_{inest}$ . Luego, los valores obtenidos de este proceso son los siguientes:

$$K_{inest} = 780$$

$$K_{s1} = \frac{K_{inest}}{15} = 52$$

## 7.2 Resultados de pruebas de modelo de una sola máquina en red

En el presente subcapítulo son expuestos los resultados de las simulaciones realizadas para verificar el correcto funcionamiento de los controladores definidos. Las pruebas son específicas para cada uno de ellos y son detallados a continuación.

### 7.2.1 Funcionamiento del Control de velocidad

Para la verificación del correcto funcionamiento del control de velocidad, se realizó una prueba para los dos sistemas en estudio (un controlador ajustado según *Ziegler-Nichols* y otro ajustado según la respuesta en frecuencia): Un aumento de la consigna de potencia en un 10%. Estas simulaciones fueron realizadas tanto a velocidad como tensión nominal. Para ambos casos, el sistema PSS se encuentra deshabilitado.

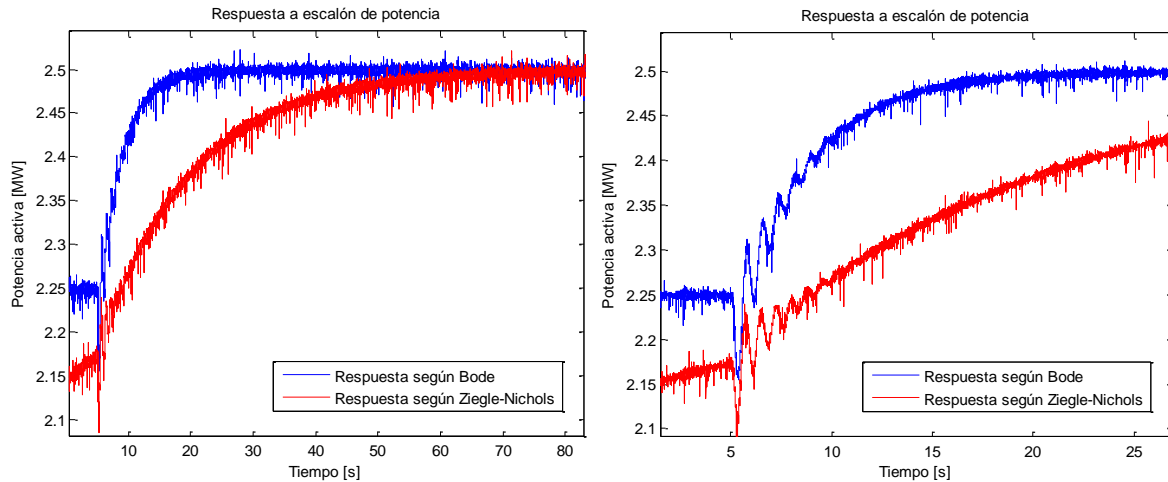


Ilustración 35: (a) Respuesta de Potencia Eléctrica ante variación de potencia de referencia. (b) Zoom.

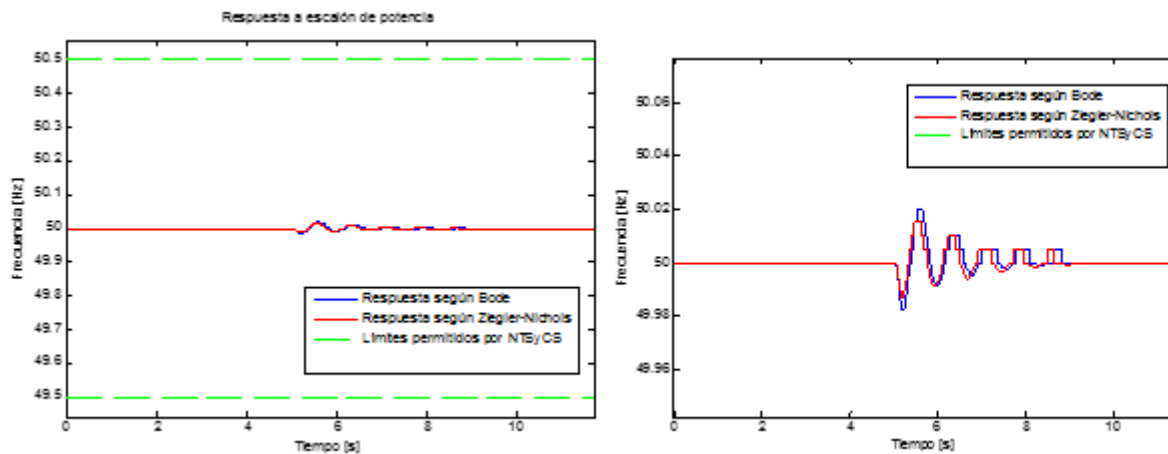


Ilustración 36: (a) Respuesta de frecuencia ante variación de potencia de referencia. (b) Zoom.

### 7.2.1.1 Comentarios con respecto al desempeño del control de velocidad

Se mencionó en el Capítulo 3 que el método de *Ziegler- Nichols* es generalmente menos preciso que otros métodos como el de la respuesta en frecuencia, y que el primero es generalmente utilizado para encontrar soluciones iniciales al ajuste de los parámetros de un controlador PI o PID.

Los resultados obtenidos en la simulación avalan esta afirmación: Si bien el desempeño del gobernador PI ajustado con la respuesta en frecuencia entrega resultados de estabilidad similar al realizado con el método de *Ziegler – Nichols*, es decir, ninguno presenta sobrepaso, el último presenta una respuesta más lenta.

En la Ilustración 35 se observa que la respuesta de la potencia activa de la máquina, tras un escalón de la consigna de la misma, presenta un tiempo de establecimiento del orden de los 50 [s] para el ajuste según el método de *Ziegler – Nichols*, mientras que el tiempo de establecimiento para el ajuste del controlador utilizando diagramas de Bode es del orden de los 10 [s].



Sin embargo, el resultado más relevante obtenido de este experimento es que la sintonización en base a ambos métodos cumple con las exigencias mínimas según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En la Ilustración 35 se observa que, para ambos métodos, la frecuencia no se aleja de sus valores nominales y se mantiene dentro de los límites de operación.

### 7.2.2 Funcionamiento del control de tensión

Para la verificación del correcto funcionamiento del control de tensión, se le introdujo a la referencia de tensión un escalón del 5% por sobre el nominal. Esta simulación fue realizada tanto a velocidad como potencia nominal. El sistema PSS se encuentra deshabilitado.

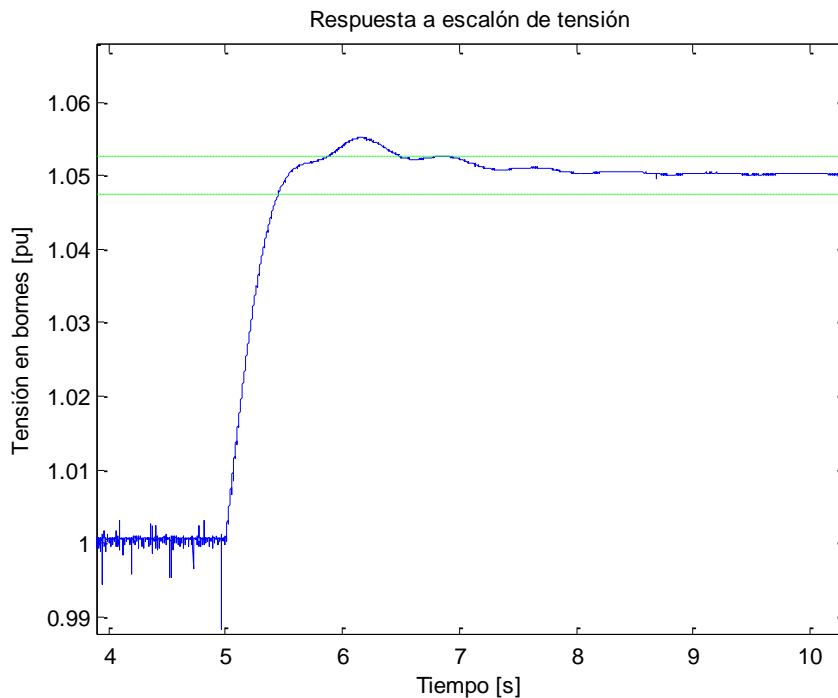


Ilustración 37: Respuesta del sistema ante escalón de tensión de un 5%.

#### 7.2.2.1 Comentarios con respecto al desempeño del sistema de control de tensión

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio exige que una máquina síncrona tenga la debida respuesta ante un escalón de tensión. En particular, exige que exista un tiempo de establecimiento no mayor a 1,5 [s] y un tiempo de crecimiento menor a 400 [ms], criterios que se ven cumplidos en la simulación anterior. En la Ilustración 37, las líneas punteadas de color verde representan lo que la norma considera como el nivel de estado estacionario, el cual es alcanzado en un tiempo de 2,3 [s] (lo que corresponde a las líneas verdes en el gráfico de la Ilustración 37, y el valor final se mantiene cercano a 1,049 [pu]).

Además, se cumple en la simulación que no existe un sobrepaso mayor al 15%, exigencia también demarcada en el Artículo 3-11 de la Norma Técnica.

La Tabla 12 resume los requerimientos de la NTSyCS, junto con el valor que obtenido de las pruebas realizadas.

Tabla 12: Resultado de pruebas de escalón del 5%.

	Tiempo de crecimiento [s]	Tiempo de establecimiento [s]	Valor en estado estacionario [pu]
Criterio de NTSyCS	0,40	1,50	1,047 - 1,053
Valor obtenido	0,26	0,37	1,049

### 7.2.3 Funcionamiento del PSS

Para la verificación del correcto funcionamiento del PSS se consideraron tres contingencias importantes, a las cuales el sistema PSS debe ser capaz de responder correctamente:

- Una variación de la potencia de referencia en un 10%
- Un aumento de la consigna de tensión en un 10% por sobre la nominal.
- Una disminución de la consigna de tensión en un 10% por sobre la nominal.

Al final de este subcapítulo se realiza un análisis de los resultados obtenidos.

#### 7.2.3.1 Respuesta ante la variación de la consigna de potencia en un 10%

Esta prueba fue realizada a velocidad y tensión nominal.

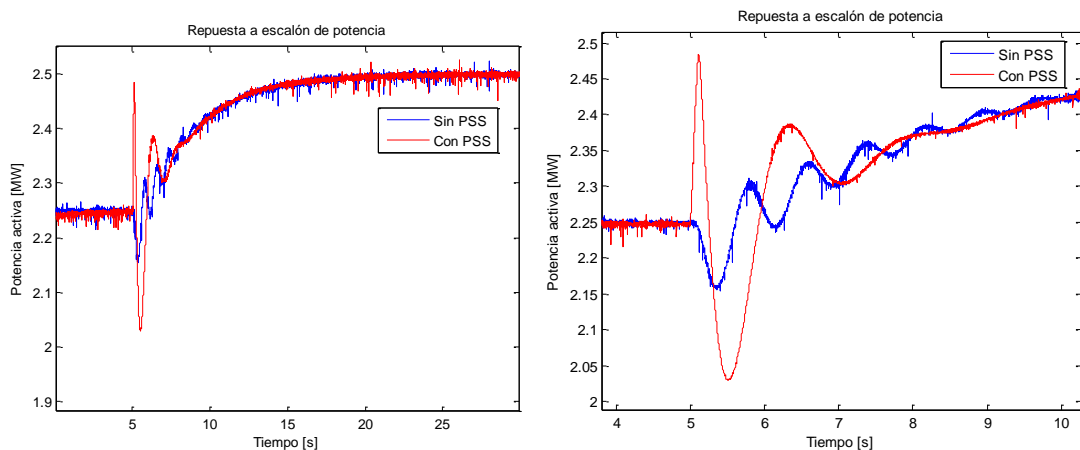


Ilustración 38: (a) Respuesta de potencia eléctrica ante variación de consigna de potencia. (b) Zoom.

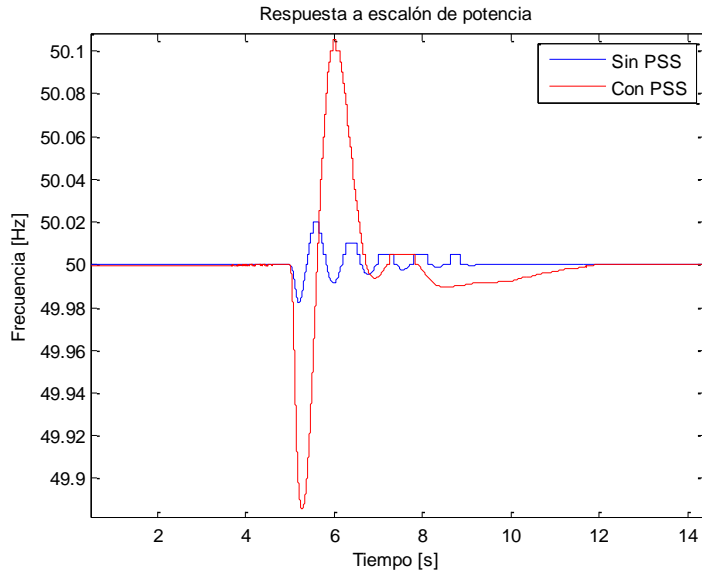


Ilustración 39: Respuesta de Velocidad ante variación de consigna de potencia.

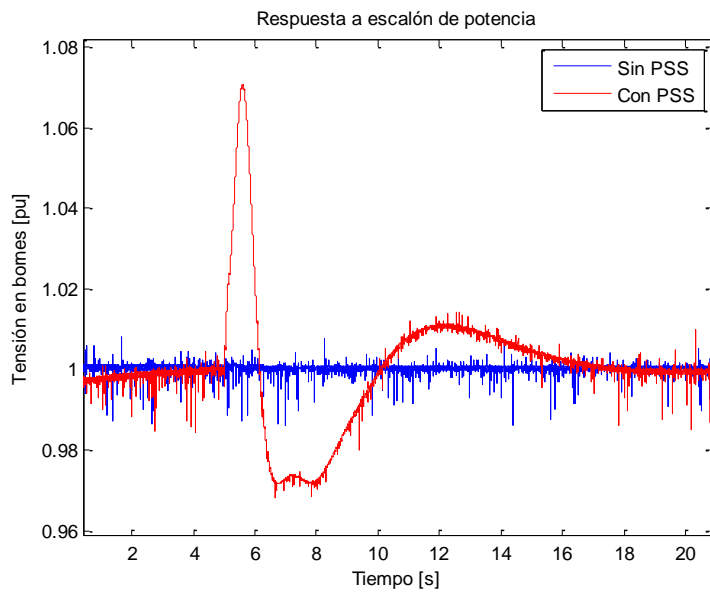


Ilustración 40: Respuesta de tensión en bornes ante variación de consigna de potencia.

7.2.3.2 *Respuesta ante el aumento de la tensión de referencia en un 10%*  
Esta prueba fue realizada a velocidad nominal y potencia nominal.

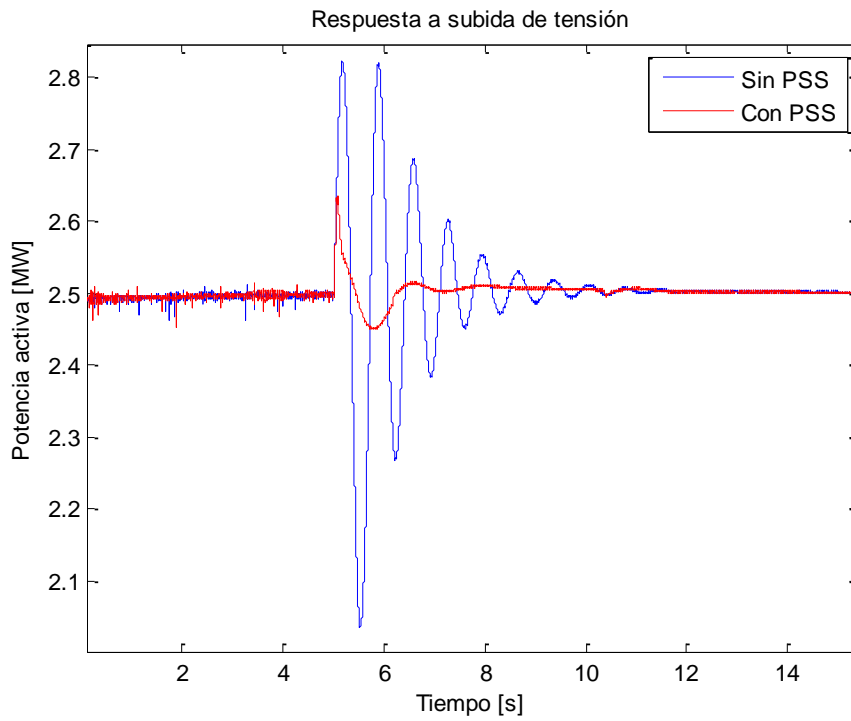


Ilustración 41: Respuesta de potencia eléctrica ante aumento de consigna de tensión.

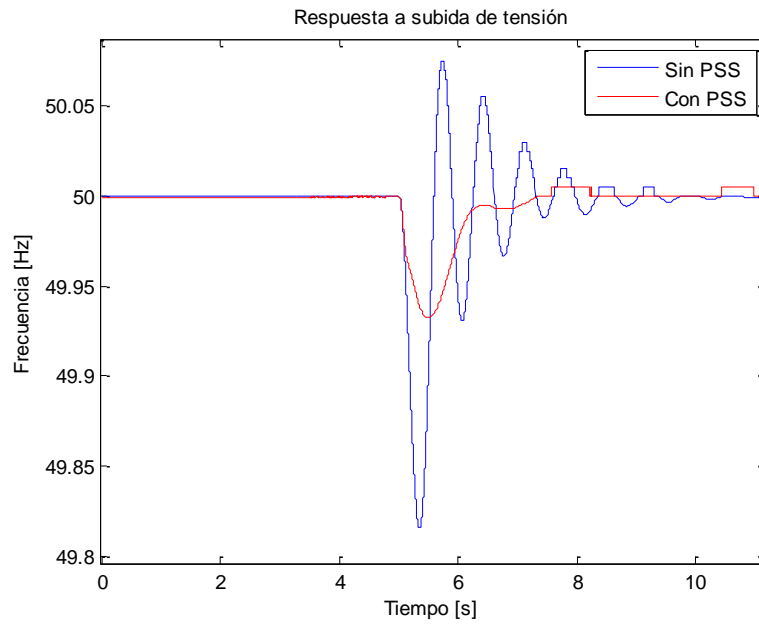


Ilustración 42: Respuesta de frecuencia ante aumento de consigna de tensión.

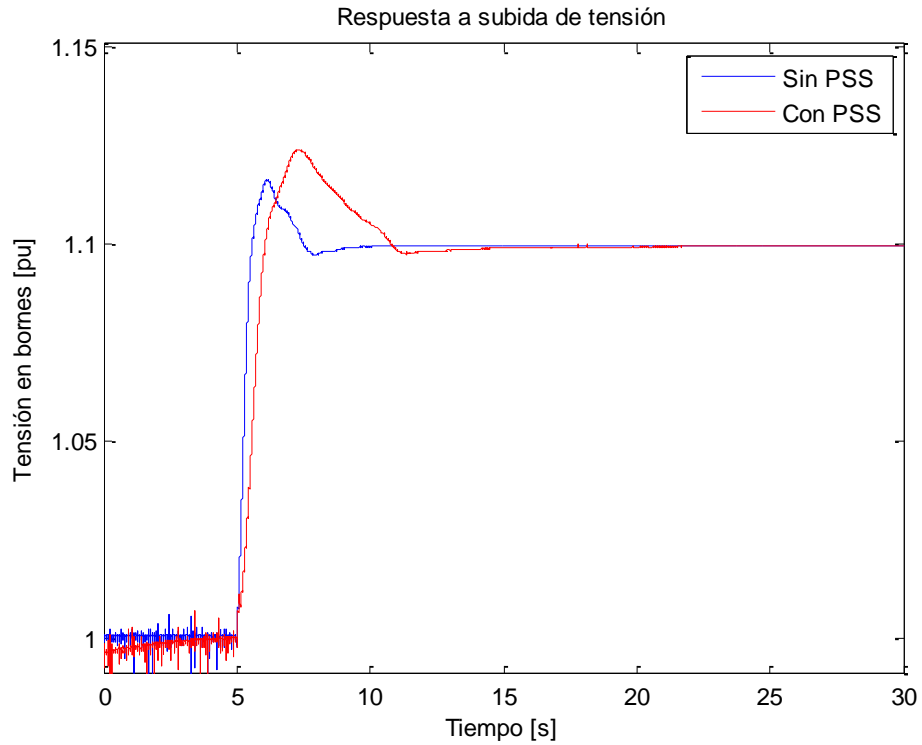


Ilustración 43: Respuesta de tensión en bornes ante aumento de tensión de referencia.

### 7.2.3.3 Respuesta ante la disminución de la tensión de referencia en un 10%

Esta prueba fue realizada a velocidad nominal y potencia nominal. En la Ilustración 44 (b) sólo se incluye un zoom de la señal de potencia con PSS habilitado para apreciar de mejor forma sus efectos.

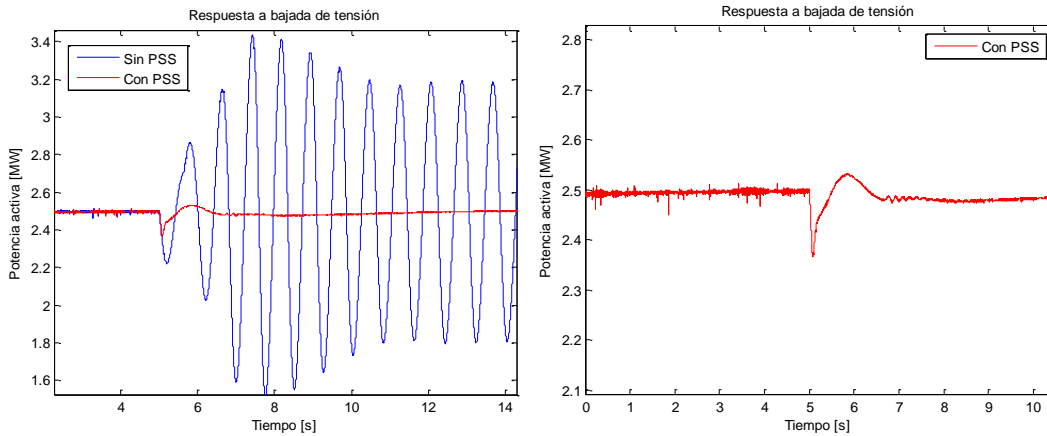


Ilustración 44: (a) Respuesta de potencia eléctrica ante baja de consigna de tensión (b) Zoom de señal con PSS.

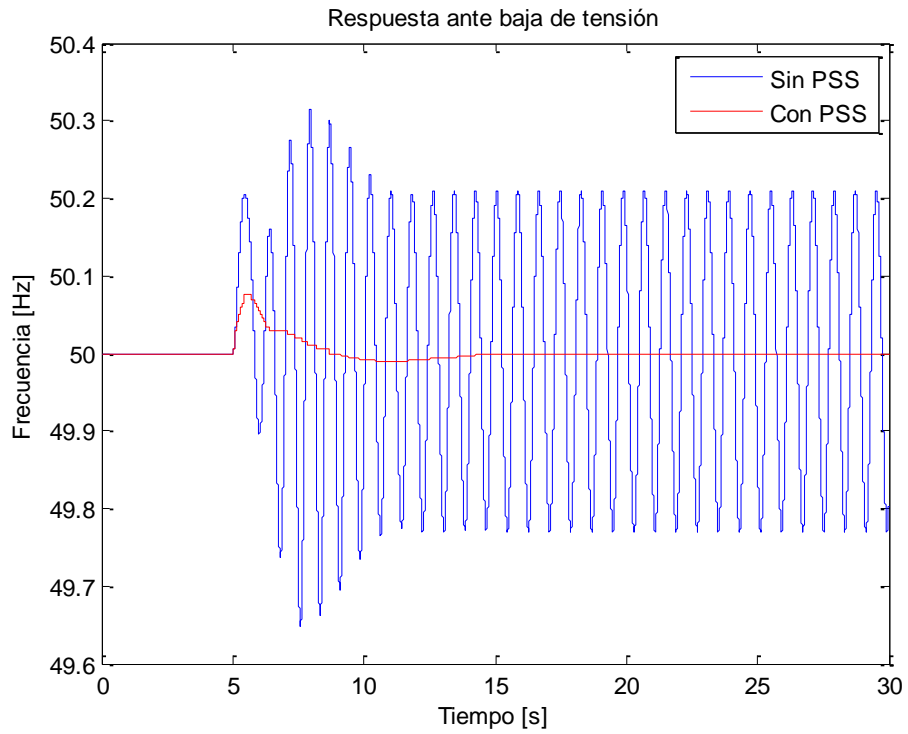


Ilustración 45: Respuesta de frecuencia ante disminución de consigna de tensión.

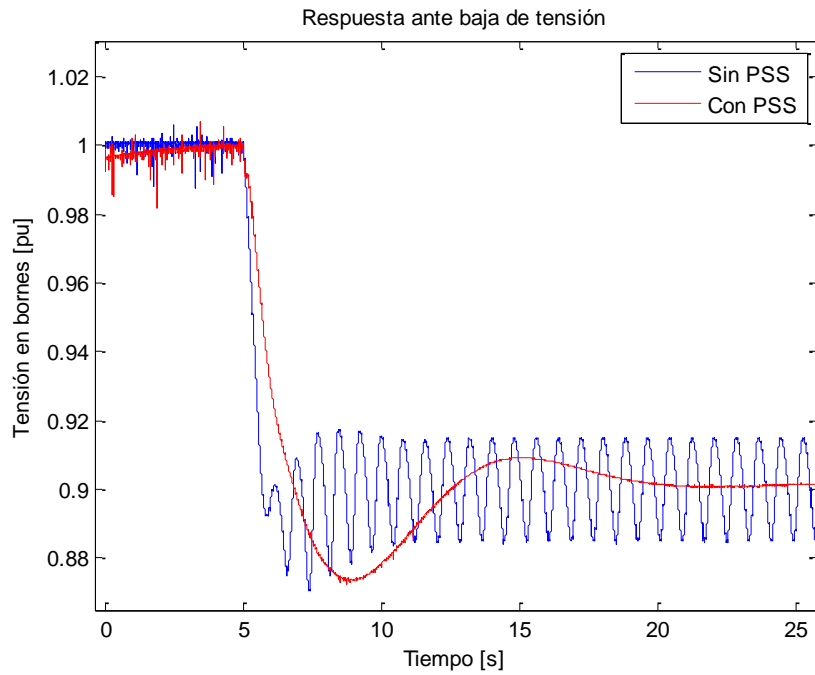


Ilustración 46: Respuesta de tensión en bornes ante disminución de consigna de tensión.

#### 7.2.3.4 Comentarios con respecto al desempeño del PSS

Se percibe en la Ilustración 38, Ilustración 39 e Ilustración 40, algunos efectos poco deseados a raíz de la inclusión del PSS: en todas las variables monitoreadas se observa un sobrepaso mayor. A pesar de esto, el resultado generado no se aleja de los niveles aceptables de tensión, frecuencia y potencia según la norma técnica.

Por otro lado, el resto de las pruebas comprueban que se cumple el objetivo de adicionar la señal del PSS a la consigna de tensión de campo, es decir, el amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Ante el aumento de manera instantánea de la consigna de tensión, la respuesta del sistema, tanto en frecuencia como en potencia activa se ve considerablemente amortiguada (Ver Ilustración 41 e Ilustración 42). En compensación, tal y como se espera por el funcionamiento PSS, se le agrega una pequeña componente oscilatoria transiente en la tensión en bornes del generador (Ver Ilustración 43).

Finalmente, ante una caída de tensión de la máquina, con potencia por debajo de la nominal, la máquina sin el sistema PSS corre riesgo de perder sincronismo, pues oscila en torno al punto de operación (Ver Ilustración 44, Ilustración 45 e Ilustración 46). Esta situación se ve inmediatamente corregida en el sistema al incluir el PSS, pues se elimina la componente oscilatoria permanente.

### 7.3 Resultados de pruebas de modelo de una sola máquina en isla

Dado que es necesario verificar el correcto comportamiento del sistema para la operación en isla, y para respaldar la selección de los ajustes realizada previamente, se analizó la respuesta del modelo de una sola máquina, operando a mínimo técnico. Se tuvieron las siguientes consideraciones:

- Ajuste de regulador de velocidad según criterio de respuesta en frecuencia.
- Señal de PSS habilitada.
- Velocidad nominal.
- Escalón de tensión de 1 a 1,05 [pu]

Al igual que en la sección anterior, se observa que el sistema responde correctamente a escalón de tensión. En particular, el sistema alcanza un estado estacionario en un tiempo de 2 [s], en cada una de sus medidas (Ver Ilustración 47).

Ante la perturbación descrita, ni la tensión en bornes ni la frecuencia se aleja de los niveles de operación normal (Ver Ilustración 48 e Ilustración 49), por lo cual los límites mencionados en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, no han sido incluidos en las ilustraciones.

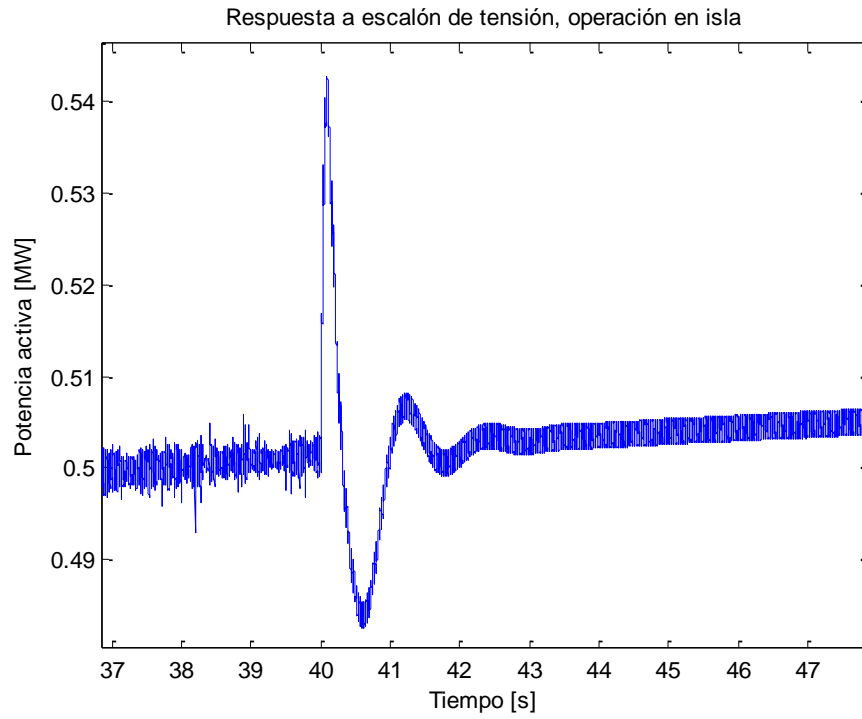


Ilustración 47: Potencia activa ante escalón de tensión, operación en isla

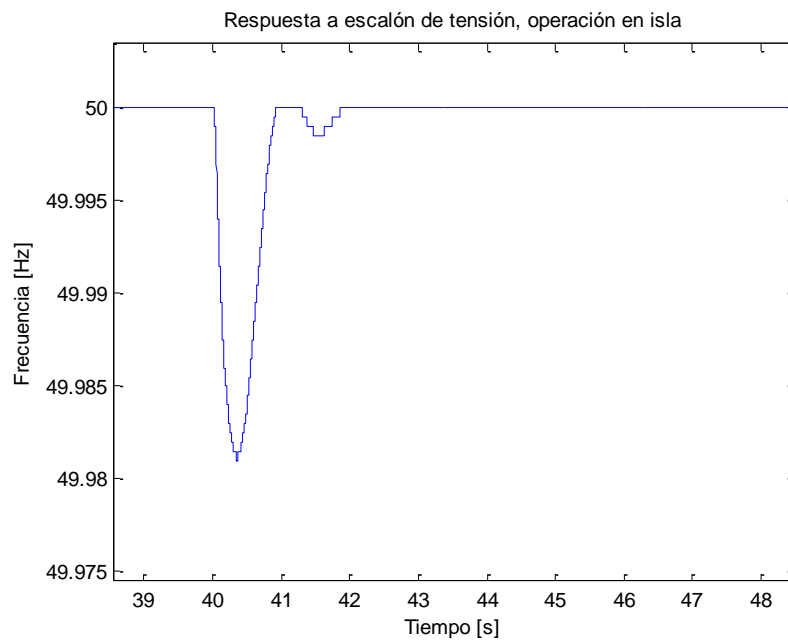


Ilustración 48: Frecuencia ante escalón de tensión, operación en isla.



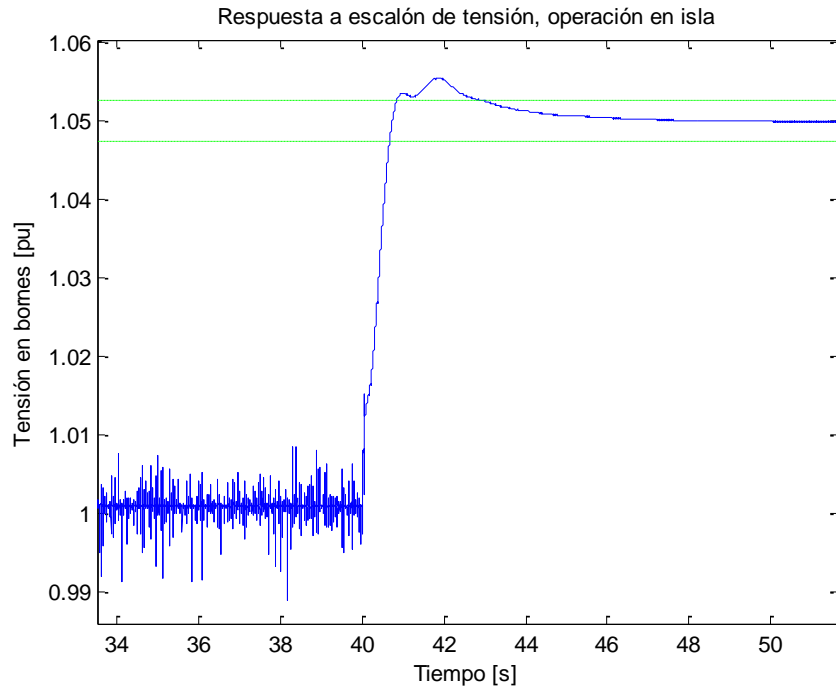


Ilustración 49: Respuesta de tensión en bornes ante escalón de tensión, operación en isla

La tabla 13 resume los requerimientos de la NTSyCS, junto con el valor que obtenido de las pruebas realizadas.

Tabla 13: Resultados de pruebas de escalón del 5% en vacío.

	Tiempo de crecimiento [s]	Tiempo de establecimiento [s]	Valor en estado estacionario [pu]
Criterio de NTSyCS	0,40	1,50	1,047 – 1,053
Valor obtenido	0,36	0,97	1,049

Tras esta prueba, se realizó una prueba de escalón de potencia de 0,50 [MW] a 0,75 [MW]. En este caso, el regulador de velocidad sólo actúa como un regulador de potencia, en lugar de regular potencia-frecuencia. En la Ilustración 50 se observa que el sistema logra alcanzar su estado estacionario en un tiempo menor a los 10 [s]. Por otro lado, en la Ilustración 51 se observa que la frecuencia se mantiene dentro de los límites seguros de operación. Dado que los límites de operación se encuentran dentro del rango de 49,5 [Hz] – 50,5 [Hz] y la perturbación observada en el gráfico es pequeña en comparación a estos límites, estos no son incluidos.

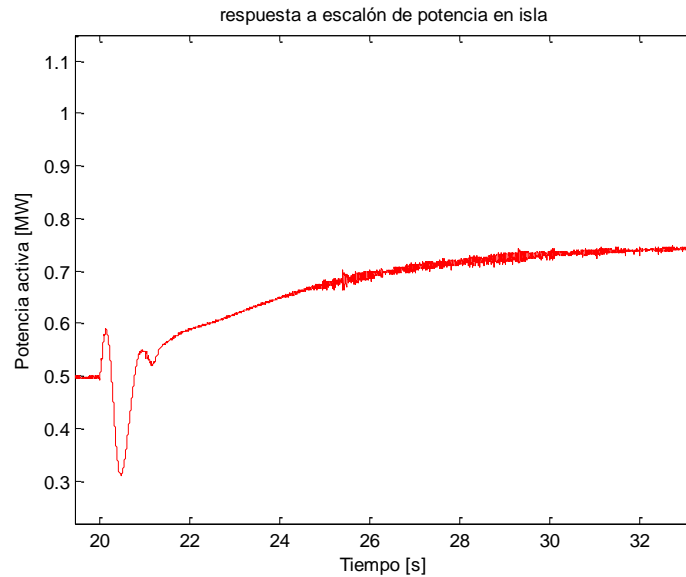


Ilustración 50: Respuesta de potencia activa ante escalón de potencia en isla.

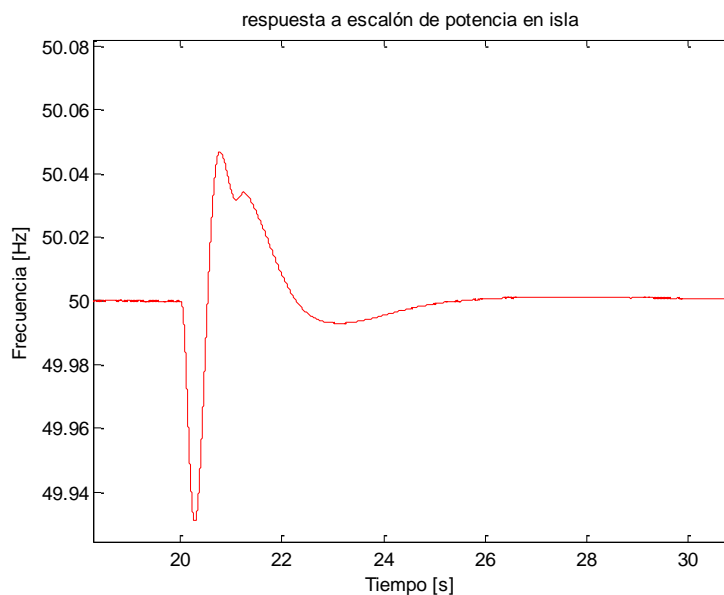


Ilustración 51: Respuesta de frecuencia ante escalón de potencia en isla.

#### 7.4 Resultado de pruebas de modelo multimáquina

Se ajustaron los parámetros de los reguladores de cada una de las cuatro unidades del modelo multimáquina con el ajuste final del modelo de una sola máquina. Sin embargo, estos ajustes no logran estabilizar el sistema en ninguna de las unidades. En la Ilustración 52 se observa que la tensión en bornes de las unidades se mantiene oscilatoria en torno a su valor nominal cuando se opera a potencia nominal.

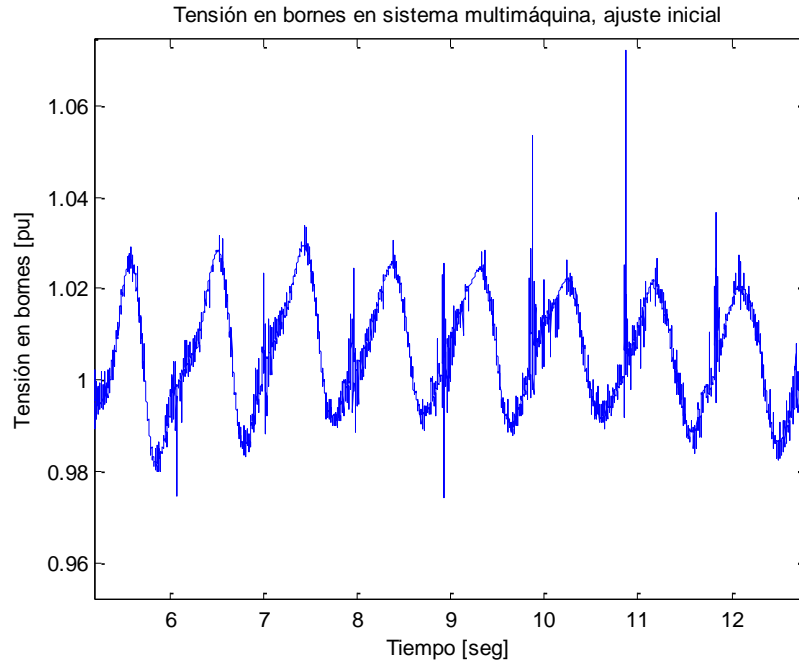


Ilustración 52: Tensión en bornes en sistema multimáquina, ajuste inicial

Para solucionar esto, se aplicaron algunas modificaciones a los controladores.

#### 7.4.1 Reajuste del control de velocidad

Se ha revisado el ajuste del regulador de velocidad y se ha verificado uno aumento en el tiempo de subida del orden de un minuto. En la Ilustración 53 se observa la potencia activa de las cuatro unidades del sistema multimáquina, operando con una consigna de potencia de 1,75 [MW]; 2,00 [MW]; 2,25 [MW] y 2,50 [MW] (en unidades de 1 a 4 respectivamente).

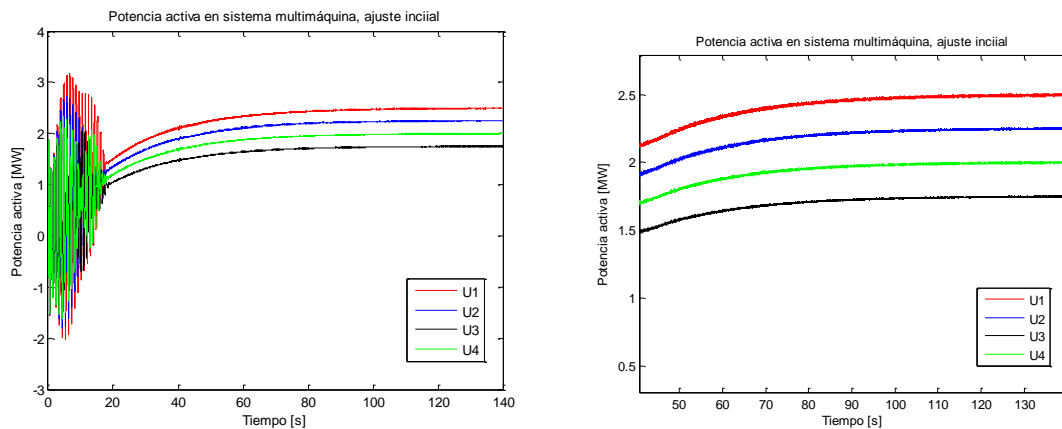


Ilustración 53: (a) Potencia activa en sistema multimáquina, ajuste inicial. (b) Zoom.

Con el fin de solucionar eso, se modifican los controladores PI de cada generador, aumentando la parte integral, lo que conlleva a un aumento de la velocidad de respuesta

[14], cuidando de no aumentar demasiado este parámetro, pues puede volver el sistema oscilatorio y/o inestable [14].

Como resultado de este proceso, la parte integral del PI alcanzó finalmente un valor de  $K_I = 30,09$ .

#### 7.4.2 Reajuste de control de tensión y del PSS

Se reajustaron las constantes de tiempo de los bloques *lead-lag* del regulador de tensión. Se volvió a realizar un análisis de diagramas de Bode, tomando como entrada la tensión en bornes de los generadores.

Para el ajuste se consideró un margen de fase de  $50^\circ$  para una frecuencia de  $0,14$  [*rad/s*]. El ajuste de parámetros resultante de este proceso se observa en la Tabla 14. Los valores omitidos se mantienen tal como el ajuste anterior.

Tabla 14: Reajuste de parámetros regulador de voltaje.

PARÁMETRO	VALOR
$T_{C1}$	3,56 [s]
$T_{B1}$	14,32 [s]
$T_{C2}$	29,41 [s]
$T_{B2}$	2,11 [s]
$T_{UC1}$	3,56 [s]
$T_{UB1}$	14,32 [s]
$T_{UC2}$	29,41 [s]
$T_{UB2}$	2,11 [s]
$T_{OC1}$	3,56 [s]
$T_{OB1}$	14,32
$T_{OC2}$	29,41
$T_{OB2}$	2,11

Para finalizar el proceso de reajuste de los controladores de voltaje es verificar si existen otros modos de oscilación electromecánica que se requiera amortiguar. En la Tabla 15, se muestran los modos de oscilación de interés para este análisis.

Tabla 15: Modos de oscilación en sistema multimáquina.

Ubicación del Polo	Frecuencia [ <i>rad/s</i> ]	Frecuencia [Hz]	Modo de oscilación	Amortiguamiento [dB]
$-2,51 \pm 0,00j$	2,51	0,399	Inter-área	1
$-0,52 \pm 5,89j$	5,91	0,940	Local	0,088
$-1,21 \pm 7,43j$	7,52	1,197	Local	0,161
$-12,8 \pm 0,00j$	12,8	2,037	Inter-planta	1

De la Tabla 15, se puede apreciar que el único modo de oscilación que se agrega al que ya se había amortiguado en el modelo anterior (Tabla 11) es el correspondiente al  $-0,52 \pm 5,89j$  (modo local). A una frecuencia de  $5,91 [rad/s]$  (correspondiente al polo mencionado), existe un desfase de  $178^\circ$ , con lo cual se requiere que haya un retraso de al menos  $133^\circ$  para que se cumpla la condición sugerida en la sección 3.3 al describir este método.

Finalmente, utilizando las ecuaciones (3.12) a (3.14), se opta por utilizar sólo dos bloques para amortiguar este polo y el del proceso anterior, lo que da como resultado el siguiente ajuste:

$$T_2 = 0,0768 [s]$$

$$T_1 = 0,2303 [s]$$

$$T_4 = 0,0666 [s]$$

$$T_3 = 0,4296 [s]$$

$$T_{11} = 0 [s]$$

$$T_{10} = 0 [s]$$

Dado que el último bloque no se utiliza, sus constantes de tiempo son nulas, dejando la posibilidad de la inclusión de algún polo extra en el sistema, en caso de que existe algún cambio en el sistema de potencia en el cual está incluido las unidades generadoras de Carena.

Finalmente, se calcula la ganancia con la cual el sistema se desestabiliza. Para esto, se aumentó la ganancia  $K_{s1}$  del PSS2B hasta el valor  $K_{inest}$ . Luego, los valores obtenidos de este proceso son los siguientes:

$$K_{inest} = 347$$

$$K_{s1} = \frac{K_{inest}}{15} = 23,13$$

#### 7.4.3 Pruebas finales

Para ilustrar los resultados del proceso anterior, se realizaron las siguientes pruebas:

- Escalón de tensión de 1 a 1,05 [pu]. Niveles de potencia de 0,50 [MW]; 1,25 [MW]; 2,25 [MW] y 2,50 [MW]. Velocidad nominal.
- Escalón de potencia de 0,50 a 0,75 [MW] en unidad 4. Tensión nominal. Resto de niveles de potencia en 0,50 [MW]; 2,25 [MW] y 2,50 [MW].

En la Ilustración 54, Ilustración 55 e Ilustración 56 se observan los resultados de la primera prueba. Se observa que, para niveles más bajos de potencia, las desviaciones en la velocidad y la potencia son mayores ante un escalón de tensión. Sin

embargo, estas desviaciones son lo suficientemente pequeñas como para mantenerse dentro de los rangos permitidos según norma técnica.

Por otro lado, la tensión produce un sobrepaso cercano a un 5%, lo cual está considerado dentro del rango permisible según la NTSyCS. Por otro lado, el tiempo de establecimiento también considera una banda del 5%, por lo cual el estado estacionario se alcanza en tiempo cercano a 1 [seg].

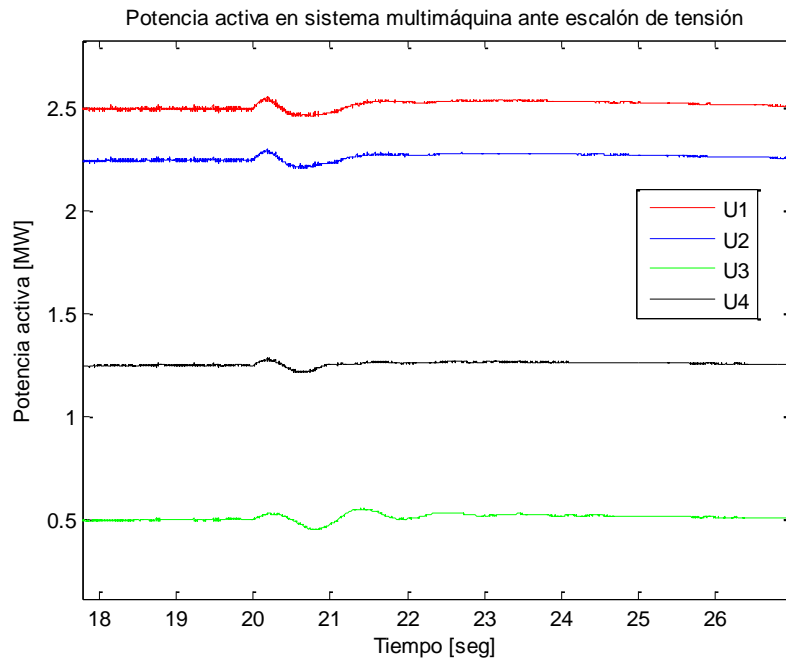


Ilustración 54: Potencia activa de sistema multimáquina ante escalón de tensión en unidad 4

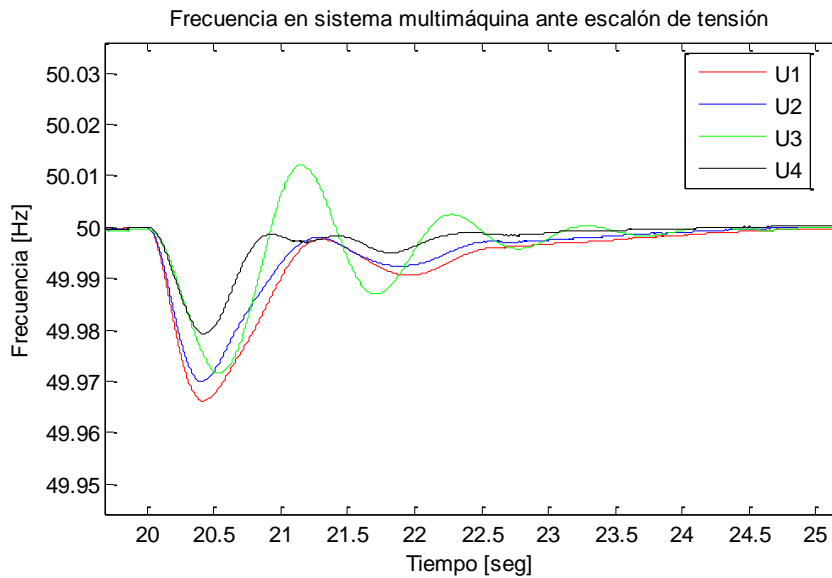


Ilustración 55: Frecuencia de sistema multimáquina ante escalón de tensión en unidad 4.

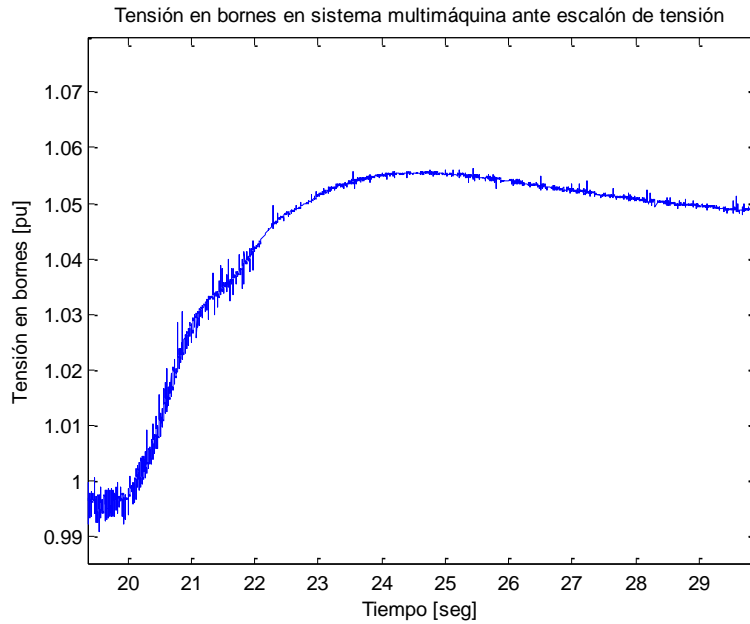


Ilustración 56: Tensión en bornes de unidad 4 de multimáquina ante escalón de tensión.

En la Ilustración 57, Ilustración 58 e Ilustración 59 se exponen los resultados de la segunda prueba. Al igual que en la prueba anterior, se observa que las desviaciones más grandes de velocidad y de potencia se producen en las unidades que operan a potencia más baja. Sin embargo, todas se mantienen dentro de los rangos permisibles según la Norma Técnica.

Por otro lado, las desviaciones producidas en la tensión en bornes de los generadores no logran salirse de los rangos que la NTSyCS de servicio considera como estado estacionario.

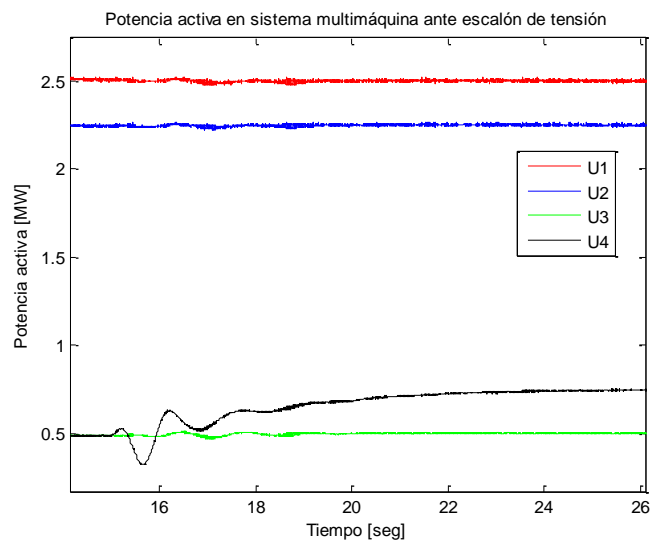


Ilustración 57: Potencia activa de sistema multimáquina ante escalón de potencia

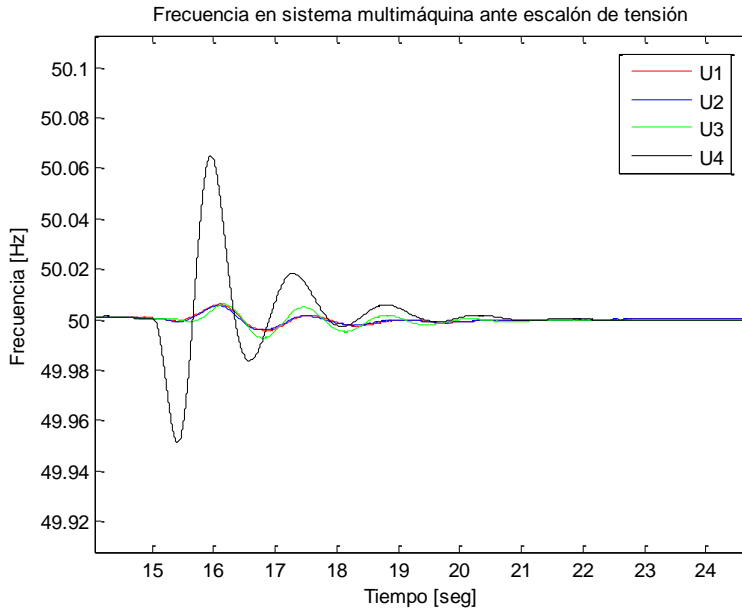


Ilustración 58: Frecuencia de sistema multimáquina ante escalón de potencia

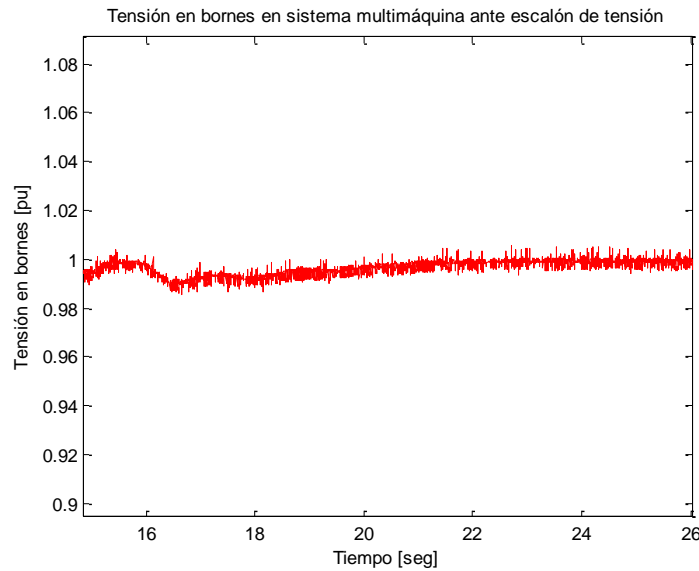


Ilustración 59: Tensión en bornes de sistema multimáquina ante escalón de potencia

## 7.5 Nuevo diagrama de operación

Dada la antigüedad de la Central Carena, ha sido necesario el reemplazo de los bobinados del rotor y estator en más de una vez durante su historia. Es por esta razón que la central no dispone actualmente de un diagrama de operación actualizado.

Por otro lado, la inclusión de los sistemas de control analizados da la posibilidad de estudiar los límites de estabilidad a los cuales se puede someter la unidad sin perder sincronismo.



Este estudio, sumado a las condiciones de límite térmico, entrega como resultado el diagrama de operación que se puede observar en la Ilustración 60. En ella, los límites de estabilidad y de potencia máxima se determinaron a través del análisis de simulaciones. Además, se ha verificado que la máquina funciona correctamente a su potencia mínima (correspondiente a 0,5 [MW] o 0,2 [pu]).

Se ha demostrado en [21] en diagramas de operación, que la mayor diferencia en máquinas de rotor cilíndrico y polos salientes está en el límite de estabilidad. Sin embargo, otras grandes diferencias están en la conformación de los límites de máxima tensión y corriente, pues en máquinas de polos salientes, estos tienen forma de cardiode. A pesar de esto, se concluye que utilizar circunferencias en lugar de cardiodes es una buena aproximación para la construcción de la carta de operación [21].

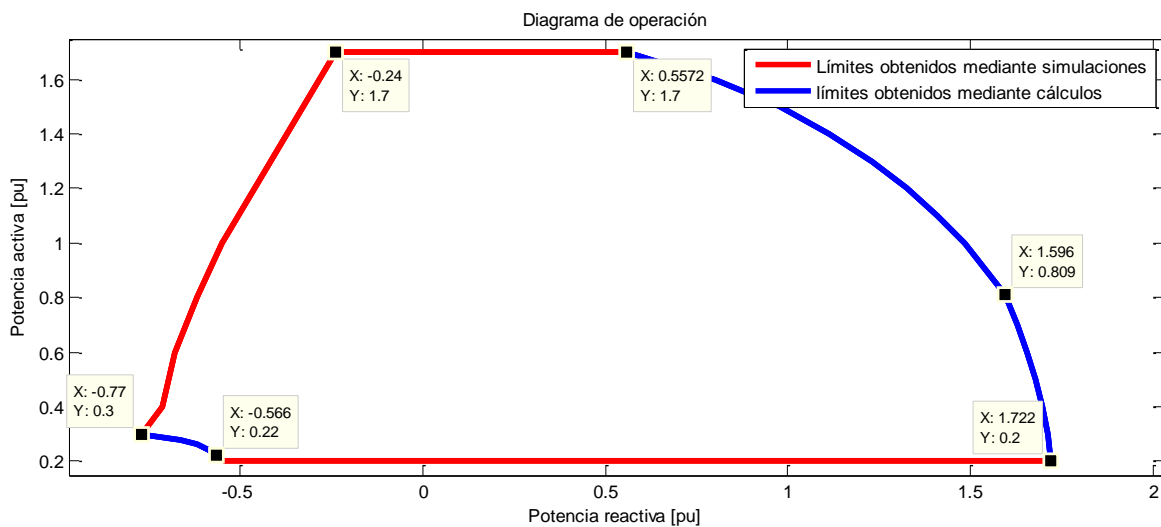


Ilustración 60: Nuevo diagrama de operación.

Para el cálculo del diagrama de operación se consideraron los límites descritos a continuación, utilizando la información propuesta en [21] en el caso de los límites relativos a temperatura de bobinados y remanente de campo magnético:

- **Máxima potencia activa:** Se consideró 1,7 veces la potencia nominal. Se verificó tras ensayos en los modelos que esta limitación es correcta y que la máquina pierde estabilidad sobre este nivel.
- **Mínima potencia activa:** Se consideró 0,2 veces la potencia nominal. Se verificó tras ensayos en los modelos que esta afirmación es correcta y que la máquina mantiene su estabilidad en este nivel.
- **Límite de estabilidad:** Es obtenido a través de simulaciones, en los cuales la máquina se encontró operando cerca de estos límites.
- **Máxima corriente en el estator:** Se consideró 1.78 veces la corriente nominal, considerando que en [21] se señala que la intersección de este límite con la potencia máxima debe coincidir con el factor de potencia nominal.

- **Máxima tensión en el rotor:** Se consideró un valor de 3,8 veces la tensión nominal, según limitaciones sugeridas en [21].
- **Mínima tensión en el rotor:** Se consideró un valor de 0,3 veces la tensión nominal, según limitaciones sugeridas en [21].

## 8 Conclusiones

---

Se realizó un análisis al modelo de un generador, propuesto en base a las reactancias y constantes de tiempo. Se utilizó una versión simplificada de dicho modelo como una herramienta de análisis del problema de estabilidad de pequeña señal y para sintonizar los controladores de velocidad y de tensión del generador, así como el estabilizador de potencia, que se adiciona a la señal del regulador de tensión.

En relación al ajuste del controlador de velocidad, se estudiaron dos de los posibles métodos de ajuste para un compensador del tipo PI. Dado el menor tiempo de estabilización durante las pruebas, se sugiere utilizar las técnicas de ajuste mediante diagramas de Bode por sobre el método *Ziegler-Nichols*. Si bien, este último tiene la ventaja de solo utilizar respuestas empíricas de sistema, este sólo entrega un posible conjunto de parámetros, que podría o no ser útil para los requerimientos del sistema (tiempo de establecimiento, sobrepaso, etc.). El método según Bode posee mayor flexibilidad para ajustarse a estos requerimientos y, si bien ambos métodos cumplen con lo requerido según Norma Técnica, es esta sintonización la que genera mayor margen de seguridad.

La sintonización del controlador PI mediante técnicas de Bode fue revalidado al realizar una simulación de la unidad generadora operando en modo isla. Se verificó que la respuesta del regulador en modo potencia, en lugar del modo potencia-frecuencia, también cumple con los requisitos de la Norma Técnica.

Para la inclusión de este compensador en el modelo multimáquina, se requirió un reajuste, dado que el sistema no alcanza el error mínimo de estado estacionario, según indica la Norma Técnica. Para corregir esto, se aumentó la ganancia de la parte proporcional del controlador PI, logrando así cumplir con los requerimientos.

El ajuste del controlador de tensión toma como señal de entrada la tensión en bornes del generador, entregándole a este último la tensión de excitación. Para el control se utilizan bloques compensadores del tipo *lead-lag*, según lo propuesto en el modelo de controlador de excitación estático conocido como ST5B. Se comprobó, tanto para el modelo de una sola máquina como para el modelo multimáquina, que este tipo de compensador es adecuado para el cumplimiento de la Norma Técnica.

Además, para asegurar la estabilidad se le adicionó al bloque anteriormente mencionado una señal de estabilización de potencia (PSS). Este bloque se utiliza para la amortiguación de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia. Mediante bloques *lead-lag*, ajustados mediante técnicas de Bode, se compensaron aquellos modos de oscilación que se encontraban con un nivel de amortiguamiento bajo.

Por lo anteriormente señalado, se concluye que la adición del PSS a la señal de entrada del controlador de tensión mejora la respuesta del generador ante cambios en la consigna de potencia. Mediante el estudio realizado, se verificó que el uso del bloque PSS del tipo PSS2B produce buenas respuestas de potencia al adicionarse a la señal de

entrada del bloque ST5B, como se sugiere en la literatura especializada. Si bien la Norma Técnica no exige la instalación de un bloque PSS para centrales de una potencia instalada menor a 50 [MW], se sugiere incluir este bloque para el caso particular de la Central Carena. Para justificar esto, cabe destacar que los medidores de tensión y potencia en Carena muestran oscilaciones sostenidas en baja frecuencia, las cuales se presume que provienen de oscilaciones electromecánicas en el sistema de la central, cuyo efecto debería corregirse con la habilitación del bloque PSS. Adicionalmente, se sugiere realizar este mismo estudio para otras centrales en situaciones similares.

Actualmente, la Central Carena opera a potencia nominal durante la mayor parte del año, procurando mantener su factor de potencia cercano a su valor nominal. Gracias al estudio realizado, a la inclusión de los controladores con el ajuste adecuado y la simulación mediante software es reconstruir el rango de operación de las unidades de la central en los cuales mantiene su estabilidad. Se han redefinido los límites del nuevo diagrama de operación de las unidades de la central como resultado final de este trabajo y como prueba de que el ajuste adecuado de los parámetros de los reguladores de las unidades generadoras garantiza una operación normal bajo ciertos niveles de potencia y tensión eléctrica.

## 9 Bibliografía

---

- [1] Chile. Comisión Nacional de Energía. 2016. *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Enero 2016.
- [2] Villanueva M., T. I. 2016. *Estrategias de regulación de frecuencia en unidades reguladoras hidráulicas*. Memoria de Ingeniero Civil Eléctrico. Santiago. Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica. 111 p.
- [3] Kundur, P. 1993. *Power System Stability and Control*. Estados Unidos de América. Mc-Graw Hill. 1199 p.
- [4] Rahmann Z., C. 2015. *Fenómenos Dinámicos en Redes Eléctricas* [diapositivas]. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. Diapositivas de clases. 23p.
- [5] Flores E., J. I. 2014. *Análisis de estrategias de Control de Estabilizadores de Potencias en Máquinas Eléctricas*. Memoria de Ingeniero Civil Eléctrico. Santiago. Universidad Técnica Federico Santa María. Departamento de Ingeniería Eléctrica. 130 p.
- [6] COLBUN S.A., 2016, Central Carena [en línea], <<http://www.colbun.cl/centrales-y-proyectos/centrales/central-carena/>>, [consulta: 07 de Julio 2016].
- [7] Rahmann Z., C. 2013. *Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos* [diapositivas]. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. Diapositivas de clases. 72p.
- [8] Seminario Técnico: *Sistemas de Regulación para Generación de Energía*, 10 a 13 de Noviembre de 2015. 2015. Santiago, Chile. Metals Chile. 70 p.
- [9] IEEE. 2006. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Power and Energy Society. Abril, 2006.
- [10] IEEE. 2006. *IEEE Guide for Test Procedures for Synchronous Machines*. IEEE Power and Energy Society. Mayo, 2010.
- [11] Arellano, H. 2010. *Sistemas Newtonianos*. Departamento de Física, Universidad de Chile. 252p.
- [12] IEC 60308, *Hydraulic Turbines – Testing of Control Systems*.
- [13] IEEE. 2013. *Dynamic Models for Turbine Governors in Power System Studies*. IEEE Power and Energy Society. Enero, 2013.
- [14] NATIONAL INSTRUMENTS, 2014, Efectos de las Componentes Proporcional, Integral y Derivativa de un Algoritmo PID en la Respuesta de un Sistema [en línea] <<http://digital.ni.com/public.nsf/allkb/CCA38D5809BE9DF686257D9700679E22>> [consulta: 10 de Octubre 2016].
- [15] Ogata, K. 2010. *Ingeniería de Control Moderna*. 5° Edición. Madrid, España. Pearson. 908 p.

- [16] Sánchez, Antonio. 2016. Determinación de parámetros eléctricos y mecánicos de una de las unidades de CH Carena. Universidad Técnica Federico Santa María. Departamento de ingeniería Eléctrica.
- [17] Mathworks, 2013, Synchronous Machine [en línea] <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/synchronousmachine.html>>, [consulta: 07 de Julio 2016]
- [18] Mathworks, 2013, Three-Phase Transformer (Two Windings) [en línea] <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threephasetransformertwowindings.html>>, [consulta: 07 de Julio 2016]
- [19] Mathworks, 2007, power\_turbine.mdl, librería SymPowerSystems, Marzo 2016
- [20] Koesleer, R. J. 1988. *Techniques for tuning excitation system parameters*. IEEE Transactions on Energy Conversion. Vol. 3 (N°4): 785-791
- [21] Palma, R. y Vargas L. 2008. *Ñom Lufke, Los sistemas eléctricos de potencia*. Santiago de Chile. Editorial Pearson. 506p.