



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE REDES INTELIGENTES CON ALTA
PENETRACIÓN DE CONVERTIDORES ELECTRÓNICOS Y MERCADOS DE
ENERGÍA

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

JAVIERA JULIA MENESES SILVA

PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo / Programa Becas / Magíster Nacional / 22200597 y ANID/FONDAP/15110019

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA Y DE LA
TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: JAVIERA JULIA MENESES SILVA
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE REDES INTELIGENTES CON ALTA PENETRACIÓN DE CONVERTIDORES ELECTRÓNICOS Y MERCADOS DE ENERGÍA

Este trabajo busca estudiar la estabilidad desde un enfoque técnico-económico, en el contexto de redes futuras en que habrá una alta penetración de energías renovables y demanda flexible. Se estudia una nueva manera de operar y modelar los sistemas eléctricos de potencia, en donde las dinámicas del sistema eléctrico y las del mercado se encuentren acopladas.

El trabajo postula como hipótesis que el acoplamiento de las dinámicas del sistema físico con las del mercado eléctrico, bajo un esquema de respuesta de demanda, en una red inteligente con alta penetración de generación renovable, podría desestabilizar el sistema cuando no se hace un correcto control de las señales de realimentación tales como la señal de precio.

Los resultados del trabajo indican que es posible utilizar un mecanismo dinámico de mercado para disminuir el desbalance en tiempo real y se observa que parámetros del mercado, como la velocidad del despeje de éste o la elasticidad de las demandas, pueden hacer que un sistema base estable, se vuelva inestable.

Como trabajo futuro se propone adaptar los modelos para que representen de mejor manera la realidad de los sistemas eléctricos, por ejemplo, modelando la discontinuidad de las señales de precio o considerando un mercado multi-nodal.

Para mi ejemplo a seguir, mi abuelo.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, que desde siempre me enseñaron que no importaba lo que eligiera hacer, mientras me hiciera feliz. No puedo no partir por mi abuelo, que contribuyó en gran parte a hacerme la persona que soy, que siempre me ha apoyado en cada cosa que me he propuesto, que me ha enseñado a darlo todo por el resto y ser buena persona, y de seguro, sin quererlo, me inspiró a convertirme en ingeniera e intentar hacer de este mundo un lugar mejor. A mi mamá, mi mejor amiga, que me enseñó con su ejemplo lo que es el sacrificio, ya que estudió y trabajó siempre por darme lo mejor, y aunque estuviese cansada siempre tenía tiempo para conversar y darme los mejores consejos, porque sabía es mamá. A la mami Ruth, por ser mi segunda mamá, recibirme en su casa siempre que lo necesité y por todas las conversaciones y desahogos. Y a mis tíos, Felipe y Vale, por alegrarme los fin de semana con sus locuras e historias.

En segundo lugar, quiero agradecer a mis amigos y amigas, que han hecho de mi paso por la universidad un momento feliz. Quiero agradecer al Edu y a Danilo, por todos los trabajos juntos, por las risas y las ñoñerías. A las chiquillas, Pía y Vale, por alegrarme los últimos años y hacerme probar cosas nuevas. A la Cami, por ser mi gran apoyo en los primeros años de universidad y por tu amistad eterna. A la Dani, amiga desde casi el primer día, gracias por todas las risas, los té, y por impulsarme a creerme el cuento. A la Barbi, por siempre preocuparse por mi y por ser la mejor vecina que se pueda pedir.

Quiero agradecer a los profesores que hicieron posible este trabajo. Al profesor Patricio, que confió en mí para la realización de este trabajo aún cuando a veces no sabíamos qué camino tomar. Al profesor Rodrigo por ayudarnos a encaminar el tema. También agradecer a Jorge, que si bien no tenía una obligación con mi trabajo, siempre estuvo ahí para resolver las infinitas dudas, entregarme material o simplemente darme una palabra de aliento, sin duda mucho de este trabajo se logró gracias a tu apoyo.

Finalmente, quiero agradecer a mi compañero de vida, Pablo. Es difícil resumir todo lo que ha sido para mi en este proceso, pero lo intentaré: gracias por siempre esperarme al final del día con un abrazo, por hacerme la vida sencilla cuando no tenía que ser sencilla, por apoyarme en cada cosa impulsiva que se me ocurría, por ayudarme a levantarme en cada fallo que he tenido y por aceptar a todas las niñas (Pascuala, Olivia, Blanquita y Lili), que me han ayudado a superar con cordura la universidad.

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo / Programa Becas / Magíster Nacional / 22200597 y ANID/FONDAP/15110019.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcance	4
1.5. Estructura del Trabajo	4
2. Marco Teórico	5
2.1. Fundamentos de los Sistemas Eléctricos	5
2.1.1. Funcionamiento de los SEP	5
2.1.2. Sistemas Eléctricos Modernos	9
2.2. Modelos de Convertidores para Energías Renovables No Convencionales	10
2.2.1. Convertidor Grid-Feeding	11
2.2.2. Convertidor Grid-Forming	11
2.2.3. Convertidor Grid-Supporting	12
2.3. Mercado Eléctrico	13
2.3.1. Contexto	13
2.3.2. Operación del mercado	15

2.3.3.	Mercado Dinámico	16
2.3.4.	Mercados con alta penetración renovable	26
2.4.	Síntesis de revisión	28
3.	Metodología Propuesta	30
3.1.	Marco metodológico	30
3.2.	Flujo de potencia	31
3.3.	Modelación generadores sincrónicos y sus controles	31
3.3.1.	Descripción del Modelo	31
3.3.2.	Condiciones Iniciales	34
3.3.3.	Regulador de velocidad	35
3.3.4.	Regulador de voltaje	37
3.3.5.	PSS	38
3.4.	Modelación Convertidor	38
3.5.	Modelación sistema de transmisión y cargas	39
3.6.	Modelación del Mercado Eléctrico	41
3.6.1.	Modelación Convencional	41
3.6.2.	Modelación con fuentes ERNC	43
3.7.	Entorno de simulación	44
4.	Casos de Estudio	46
4.1.	Sistema IEEE de 9 Barras	46
4.1.1.	Datos de Red	46
4.1.2.	Modelación del Sistema	46
4.1.3.	Escenarios de Estudio	49
4.2.	Sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra	50
4.2.1.	Datos de Red	50

4.2.2.	Modelación del Sistema	51
4.2.3.	Escenarios de Estudio	54
5.	Resultados y Análisis	56
5.1.	Resultados Sistema de 9 Barras	56
5.1.1.	Comparación entre Sistemas	56
5.1.2.	Sensibilidad parámetros del Mercado	59
5.1.3.	Sensibilidad parámetros de las Demandas	62
5.1.4.	Comportamiento Transitorio	65
5.1.5.	Resumen de resultados	71
5.2.	Resultados Sistema de 39 Barras	72
5.2.1.	Comparación entre Sistemas	72
5.2.2.	Efecto de las Demandas flexibles y la penetración de Energías Renovables	74
5.2.3.	Comportamiento Transitorio	79
5.2.4.	Resumen de resultados	83
6.	Conclusiones	86
6.1.	Trabajo Futuro	88
	Bibliografía	89

Índice de Tablas

4.1. Datos del Regulador de velocidad para la Red de 9 barras	47
4.2. Datos de AVR para la Red de 9 barras.	47
4.3. Datos Convertidores Electrónicos para la Red de 9 barras.	48
4.4. Datos Mercado Generadores de la Red de 9 Barras.	48
4.5. Datos Mercado Demandas para Red de 9 Barras.	48
4.6. Datos Mercado Generadores No Convencionales para Red de 9 Barras.	49
4.7. Parámetros Escenarios sistema 9 barras.	50
4.8. Datos Regulador de Velocidad para la red de 39 barras.	51
4.9. Datos Regulador de Voltaje para red de 39 barras.	51
4.10. Datos PSS de la red de 39 barras.	52
4.11. Datos Convertidores Electrónicos para la Red de 39 barras.	52
4.12. Datos de estadismo para Modelo de Convertidores (ERNC) para el sistema de 39 barras.	52
4.13. Datos Modelo Mercado Generadores para Red de 39 Barras.	53
4.14. Datos Mercado Demandas para Red de 39 Barras.	53
4.15. Datos Mercado Generadores No Convencionales para red de 39 Barras (con 80 % de penetración).	54
4.16. Descripción de escenarios Sistema 39 Barras.	55
5.1. Modos Inestables para Comparación de Sistemas Acoplados.	59
5.2. Factores de participación para modo inestable del escenario A.	59

5.3. Factores de participación para modo inestable del escenario A+R.	59
5.4. Modos inestables para Comparación de Sistemas Acoplados, Sistema de 39 barras.	74
5.5. Factores de participación para modo inestable del escenario A, Sistema de 39 barras.	74
5.6. Factores de participación para modo inestable del escenario A+R, Sistema de 39 barras.	74

Índice de Ilustraciones

2.1. Control de Frecuencia a distintas escalas de tiempo luego de una perturbación.	6
2.2. Diagrama de bloques del control primario de frecuencia, turbina/governador y ecuación del swing [16].	7
2.3. Efecto del control secundario de frecuencia [16].	8
2.4. Estructura básica de un Convertidor Grid-Feeding [25].	12
2.5. Estructura básica de un Convertidor Grid-Forming [25].	13
2.6. Estructura básica de un Convertidor Grid-Supporting. (a) Convertidor Grid-Supporting operando como fuente de corriente. (b) Convertidor Grid-Supporting operando como fuente de voltaje [25].	14
2.7. Estructura de control de sistema acoplado [44].	22
2.8. Estructura de control jerárquico de [17].	25
2.9. Mecanismo de mercado dinámico para control secundario [11].	26
2.10. Precio base del sistema y el valor de mercado, con sus componentes de costo de perfil, balance y de red [51].	27
2.11. Escalas de tiempo considerando el Mecanismo Dinámico de Mercado (MDM).	29
3.1. Estructura del sistema acoplado.	32
3.2. Modelo equivalente en régimen permanente del generador sincrónico.	34
3.3. Modelo 1 regulador de velocidad.	35
3.4. Modelo 2 regulador de velocidad.	36
3.5. Modelo regulador de voltaje.	37
3.6. Modelo PSS.	38

3.7. Circuito para convertidor.	39
3.8. Lazo de Control de potencia activa del convertidor.	39
3.9. Lazo de Control de voltaje del convertidor.	39
3.10. Lazo de Control de PLL.	39
3.11. Modelación del sistema de potencia.	40
3.12. Metodología para la Simulación.	44
4.1. Datos de Red de 9 barras de la IEEE [58].	47
4.2. Tabulación de casos para sistema de 9 barras.	49
4.3. Datos de Red de 39 barras de la IEEE.	50
4.4. Tabulación de casos para sistema de 39 barras.	55
5.1. Comparación de sistemas considerando sólo el mercado sin el acoplamiento con el sistema físico.	57
5.2. Comparación de sistemas considerando el acoplamiento con el sistema físico.	58
5.3. Comparación de sistemas considerando el acoplamiento con el sistema físico, polos cercanos al origen.	59
5.4. Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado sin Demanda Flexible.	60
5.5. Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con Demanda Flexible.	61
5.6. Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con penetración de energías renovables.	61
5.7. Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con penetración de energías renovables y demanda flexible.	62
5.8. Sensibilidad de τ_λ para el Mercado con demanda flexible.	63
5.9. Sensibilidad de τ_λ para el Mercado con demanda flexible y generación renovable.	64
5.10. Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con demanda flexible.	64
5.11. Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con demanda flexible y generación renovable.	65
5.12. Desbalance entre generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 4$).	66

5.13. Potencias de la generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando $\tau_\lambda = 4$	66
5.14. Desbalance entre generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 1$).	67
5.15. Potencias de la generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 1$).	67
5.16. Potencias de la generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 1$), tiempo de establecimiento.	68
5.17. Desbalance entre la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 4$).	68
5.18. Potencia de la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 4$).	69
5.19. Desbalance entre la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$).	69
5.20. Potencia de la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$).	70
5.21. Comparación escenarios D1 y D2 para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos.	70
5.22. Desbalance entre generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$ y $\tau_\lambda = 1$).	71
5.23. Potencia de la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$ y $\tau_\lambda = 1$).	71
5.24. Comparación de modelos para el Mercado solo sin acoplamiento con sistema físico	73
5.25. Comparación de modelos para el acoplamiento del mercado con el sistema físico.	74
5.26. Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras.	75
5.27. Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 10 % de penetración renovable.	76
5.28. Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 30 % de penetración renovable.	77
5.29. Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 50 % de penetración renovable.	77

5.30. Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 70 % de penetración renovable.	78
5.31. Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 80 % de penetración renovable.	78
5.32. Resumen de los resultados de la variación de la demanda flexible según el nivel de penetración de energías renovables.	79
5.33. Desbalance entre demanda y generación para Sistema de 39 barras con 10 demandas flexibles.	80
5.34. Potencia generadores para Sistema de 39 barras con 10 demandas flexibles. .	80
5.35. Potencia demandas para Sistema de 39 barras con 10 demandas flexibles. . .	81
5.36. Desbalance entre demanda y generación para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles.	81
5.37. Potencia generadores para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles. .	82
5.38. Potencia demandas para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles. . .	82
5.39. Desbalance entre demanda y generación para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles y 50 % de penetración de renovables.	83
5.40. Potencia generadores para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles y 50 % de penetración de renovables.	84
5.41. Potencia demandas para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles y 50 % de penetración de renovables.	84

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), basan su funcionamiento en paradigmas que se han utilizado desde hace muchos años atrás. Esto implica que los operadores de los SEP han trabajado bajo el paradigma de que los productores de energía, deben seguir las curvas de demanda de los consumidores a toda hora. Esta característica ha definido las directrices de cómo se diseña y opera la red eléctrica. Sin embargo, hoy en día los avances tecnológicos y la necesidad de resolver los desafíos energéticos y medioambientales, han permitido que se comience a cuestionar la manera en que estos sistemas se han operado hasta el momento. En este contexto, las redes inteligentes aparecen como la siguiente generación de los sistemas de potencia. Estas redes aprovechan las tecnologías de la información y comunicación para actuar automáticamente de acuerdo a los datos de medición. Con esto, es posible mejorar aspectos como la agilidad, confiabilidad, eficiencia, seguridad, economía y la sustentabilidad del sistema eléctrico. El cuidado del medio-ambiente, el aumento explosivo de la demanda y su empoderamiento, son algunos de los principales impulsores de la transformación de las redes del futuro.

Respecto al cuidado del medio-ambiente, a nivel mundial, se está tomando mayores compromisos para mitigar los efectos nocivos que produce la industria, y se ha destacado lo importante que es reducir la huella de carbono en los procesos de producción. Por esto, se han impuesto metas de aumentar la penetración de Energías Renovables tanto a nivel nacional [1] como mundial [2]. Con estas nuevas metas, los niveles de este tipo de fuentes de energía han ido en aumento alrededor del mundo, e incluso se asegura que para 2030, 63 % de la generación de potencia total tendrá que obtenerse a partir de fuentes variables de energía (como solar y eólica) [3]. Uno de estos países es Chile, que tiene como objetivo contar con 70 % de su matriz energética con fuentes de energía renovable para el año 2050.

La demanda ha jugado un rol pasivo en los sistemas eléctricos, y los operadores de la red han trabajado bajo el paradigma de que la generación debe seguir a las curvas de consumo. Esta característica ha influenciado profundamente la manera en que se diseñan y operan los sistemas eléctricos, realizando muchas de las operaciones y planificaciones bajo esta característica. Sin embargo, con la inserción de la medición inteligente y la disponibilidad de

comunicación bidireccional, se ha abierto la posibilidad de cambiar este paradigma, permitiendo que las demandas participen de manera activa en la red, con respuestas cercanas al tiempo real [4][5]. Debido a esto, aparece el concepto de respuesta de demanda, que tiene la habilidad de modificar las curvas de demanda en respuesta a un incentivo o precio. Estos mecanismos inteligentes en el lado de los consumidores podrían mejorar la eficiencia, reducir la demanda y también, balancear la demanda y la generación [5][6].

El aumento de las energías renovables y el empoderamiento de los consumidores traen consigo desafíos que deben ser resueltos para las redes futuras. Por un lado, las energías renovables tienen la característica de ser variables, lo que provoca desafíos operacionales que aumentan los requerimientos de regulación y de capacidad de rampa [7]. En particular, esta característica puede aumentar los desbalances entre demanda y generación en régimen permanente. Otra característica inherente a estas tecnologías es su incertidumbre, que requiere contar con buenos modelos de predicción que afectan no sólo al sistema físico si no que también el despacho de este tipo de unidades de generación. Por otro lado, el empoderamiento de los consumidores trae consigo desafíos operacionales y tecnológicos, ya que se debe contar con una buena infraestructura de medición, pero también muchas investigaciones apuntan a que se deben tener buenos incentivos en los esquemas de respuesta de demanda, de modo de fomentar la participación de los consumidores. En este caso, algunas referencias destacan los mecanismos basados en precio, que incentivan económicamente a los consumidores para mover sus patrones de demanda [8][9].

Para poder manejar los desafíos de las redes futuras, la literatura destaca que se deben aumentar los niveles de controlabilidad [10]. Por ejemplo, se debe controlar la potencia activa de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), para lograr un control de frecuencia eficiente. Además, incluso a nivel de mercado, el control está tomando un nuevo rol en la coordinación de la demanda y generación, en donde los avances tecnológicos permiten el desarrollo de mecanismos de mercado novedosos. En particular, en este punto se han desarrollado métodos de control de los sistemas eléctricos que incluyen a las señales de precio como señales de retroalimentación, logrando así el balance de potencia en tiempo real, siguiendo una lógica económica. Un ejemplo de esto son los mecanismos dinámicos de mercado, que podrían en el futuro reemplazar el rol que actualmente realizan los controles automáticos de generación (AGC). Este tipo de mecanismos es de especial relevancia ya que, ante la inminente penetración de las ERNC, mantener el balance se vuelve un servicio crítico en las redes del futuro [11], y también, permite que no sólo los generadores convencionales participen del balance de la potencia, si no que también el resto de participantes, como la demanda y la generación variable.

Existen muchas maneras de afrontar los desafíos de las redes inteligentes, sin embargo, en esta investigación se estudia el concepto del acoplamiento entre mercados y sistemas eléctricos. Este cambio de paradigma permite resolver el problema de balance, en redes que cuentan con una gran variación en tiempo real, debido a las ERNC y la demanda flexible. Además, esta nueva manera de estudiar los sistemas, tiene la característica de ser más eficiente que los métodos convencionales para mantener el balance. Por esto, y con el objetivo de utilizar el mercado para generar señales de control en tiempo real, en la literatura se proponen los mecanismos dinámicos de mercado [12][13].

Los mecanismos dinámicos de mercado generan la señal de precio que es utilizada como referencia de potencia con el objeto de mantener el balance entre demanda y generación. Las señales de precio generan un sistema de lazo cerrado entre la parte física del sistema y el mercado. A partir de esto, tanto el sistema como el mercado pueden ser estudiados con herramientas de control convencionales, como la modelación en espacio de estados. Utilizando esta metodología, se ha encontrado evidencia en la literatura que sugiere que el sistema de lazo cerrado puede ser inestable [14]. Por esto, es importante adaptar los sistemas de control de modo de hacer viable, en el sentido de la estabilidad del sistema, la incorporación de señales de precio a los consumidores. Con esto, se espera mejorar la flexibilidad del sistema ante cambios repentinos en los patrones de la generación ERNC, en especial de la energía eólica.

Como se ha explicado, la alta penetración de fuentes ERNC y la respuesta de la demanda, son características importantes de la redes del futuro. Por esta razón, aprovechar los medios que ofrecen estas redes se vuelve de vital importancia. Además, gracias a los avances en la comunicación, hoy en día se están cerrando bucles que antes nunca se habían cerrado. Por esto, el acoplamiento que generan las señales de precio provenientes del mercado con el sistema de potencia, debe ser estudiado de modo de lograr controles eficientes, que beneficien no sólo a la operación de la red, sino que también a sus participantes. Con esto en mente, en este trabajo, se estudia el acoplamiento entre sistema-mercado considerando las señales de precio entregadas a los participantes y el problema de desbalance, ante escenarios con alta penetración renovable. La modelación se desarrolla resolviendo ecuaciones diferenciales tanto para el mercado como para el sistema físico de potencia. Este trabajo muestra además algunas guías para el correcto diseño de los controladores del sistema acoplado con alta penetración renovable y respuesta de demanda.

1.2. Hipótesis

El presente trabajo postula que el acoplamiento de las ecuaciones dinámicas del sistema con las del mercado, bajo un esquema de respuesta de demanda, en una red inteligente con alta penetración de generación renovable podría desestabilizar el sistema, cuando no se hace un correcto diseño de la señal de precio.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

En el contexto descrito, el objetivo general de esta tesis es analizar la estabilidad desde un enfoque técnico-económico, considerando la dinámica del sistema físico y del mercado, para un escenario con alta penetración de fuentes renovables y respuesta de demanda.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta tesis son:

1. Examinar los desafíos en estabilidad frente al acoplamiento entre dinámicas de mercado

y sistema de potencia, mediante una revisión del estado del arte.

2. Analizar los nuevos enfoques en la modelación de generadores ERNC para incluirlos en un modelo dinámico de red y de mercado.
3. Desarrollar un modelo en MATLAB/SIMULINK de un sistema acoplado con las ecuaciones dinámicas de red y mercado.
4. Evaluar la estabilidad de un sistema eléctrico de la escala de un sistema interconectado, mediante el uso de un modelo representativo en un escenario de red inteligente con alta penetración renovable y respuesta de demanda.

1.4. Alcance

Esta tesis supone que la respuesta de la demanda formará parte de las soluciones a considerar para mantener un balance entre demanda y generación. Así mismo, se asumirá que existe una red de comunicación bidireccional que permite entregar las señales de precio a los consumidores y que permita medir el desbalance en todo momento.

1.5. Estructura del Trabajo

A continuación, se explica brevemente la estructura del documento.

En el Capítulo 2, se realiza una revisión bibliográfica que permite contextualizar el tema del trabajo de tesis. Primero, se revisan los fundamentos de los sistemas eléctricos, explicando las principales escalas de tiempo en que opera el sistema eléctrico y en las que opera el mercado. Además se mencionan las implicancias que tendrán los avances tecnológicos en los sistemas eléctricos del futuro. También, se hace una revisión bibliográfica de los modelos de convertidores para las energías renovables no convencionales. Finalmente se hace una revisión general de los tipos de mercados eléctricos para terminar con una revisión del estado del arte sobre los mecanismos dinámicos de mercado.

En el Capítulo 3 se explica la metodología que se siguió para construir el modelo utilizado en el trabajo de tesis.

En el Capítulo 4, se presentan dos sistemas a estudiar, con sus respectivos datos de red y los parámetros importantes para su modelación. Además, se explican los escenarios a estudiar.

En el Capítulo 5, se muestran los resultados en donde se comparan los distintos escenarios propuestos, se realizan sensibilidades respecto a parámetros del mercado y se estudia el comportamiento transitorio del sistema acoplado propuesto.

En el Capítulo 6, se presentan las principales conclusiones del trabajo de tesis y el trabajo que se identifica como relevante de considerar en el futuro.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Fundamentos de los Sistemas Eléctricos

Los SEP han funcionado desde su creación, bajo el paradigma de que el control se lleva a cabo desagregadamente en los distintos segmentos (generación, transmisión y distribución). Sin embargo, han ido apareciendo nuevas tecnologías, que desafían los paradigmas sobre los cuales el sistema eléctrico fue concebido y abren la posibilidad de llevar el control a otros segmentos, como la distribución. Debido a esto, en la literatura se han abordado algunos de los problemas y soluciones que podrán encontrarse en los sistemas futuros. Entre los elementos más relevantes, se encuentra el aumento en la penetración de las ERNC y la demanda flexible. A continuación se detallarán algunos de los conceptos básicos sobre el funcionamiento de los SEP, para posteriormente explicar algunos de los elementos conceptuales y de diseño de los sistemas eléctricos del futuro.

2.1.1. Funcionamiento de los SEP

Los Sistemas Eléctricos convencionales se caracterizan por estar compuestos por generadores que en su mayoría corresponden a máquinas sincrónicas, las demandas se dividen en industriales, residenciales y comerciales, y se cuenta con un sistema de transmisión que transporta la energía desde los generadores a los consumidores. Un sistema eléctrico bien diseñado y operado, debe ser capaz de mantener el balance entre la demanda y la potencia de los generadores. También, se espera que el sistema entregue energía a mínimo costo y con un mínimo de impacto medioambiental. Finalmente, se deben cumplir estándares mínimos de calidad de servicio, entre estos se encuentra la estabilidad de la frecuencia, la estabilidad del voltaje, y el nivel de confiabilidad del sistema [15].

Para lograr los requerimientos técnicos, los sistemas de potencia cuentan con varios controles, entre los que se encuentran los controles asociados a los generadores. Por un lado, el voltaje y la potencia reactiva se regulan con el control de la excitatriz. Por otro lado, la velocidad de las máquinas y aspectos como el control de la energía suministrada se llevan a cabo con el *governor* o regulador de velocidad. Finalmente, a nivel global se cuenta con un control de generación que tiene como objetivo balancear la generación total con las cargas

y pérdidas del sistema. Los controles mencionados contribuyen en gran parte a la correcta operación del sistema, manteniendo niveles adecuados de voltaje y frecuencia.

Control de frecuencia

La desviación de la frecuencia tiene directa relación con el desbalance entre la demanda y la generación. Además, como la frecuencia de los generadores es proporcional a su velocidad de rotación, el control de frecuencia en los sistemas convencionales es análogo a controlar la velocidad de giro de la turbina/generador. Este control ajusta la válvula de la turbina para cambiar la potencia mecánica de manera de seguir los cambios de la demanda y restaurar la frecuencia a su valor nominal. Sin embargo, el control de frecuencia abarca distintos rangos de operación dependiendo de qué tanto se desvíe la frecuencia de su valor nominal y del tiempo de respuesta.

Cuando ocurre un evento, los controles primarios responden a los pocos segundos, atenuando las desviaciones de frecuencia. Posteriormente, cuando el balance entre demanda y generación se restaura, la frecuencia del sistema vuelve a un nuevo punto de equilibrio. Sin embargo, este punto no es necesariamente el punto nominal previo al evento, lo que quiere decir que los flujos de potencia pueden ser distintos a los programados en el despacho económico. En este punto, el control secundario se encarga de restaurar la frecuencia a su valor nominal y los intercambios de potencia entre las áreas del sistema, esto lo hace en el rango de decenas de segundos a minutos. Finalmente, para mayores desviaciones de frecuencias se tiene el control terciario, que tiene como objetivo restaurar la reserva del control secundario, manejar congestiones y restaurar la frecuencia en caso de que el control secundario no sea capaz. En la figura 2.1 se muestran las escalas de tiempo en que ocurre el control de frecuencia llevado a cabo por los generadores, luego de ocurrido un evento en el sistema eléctrico.

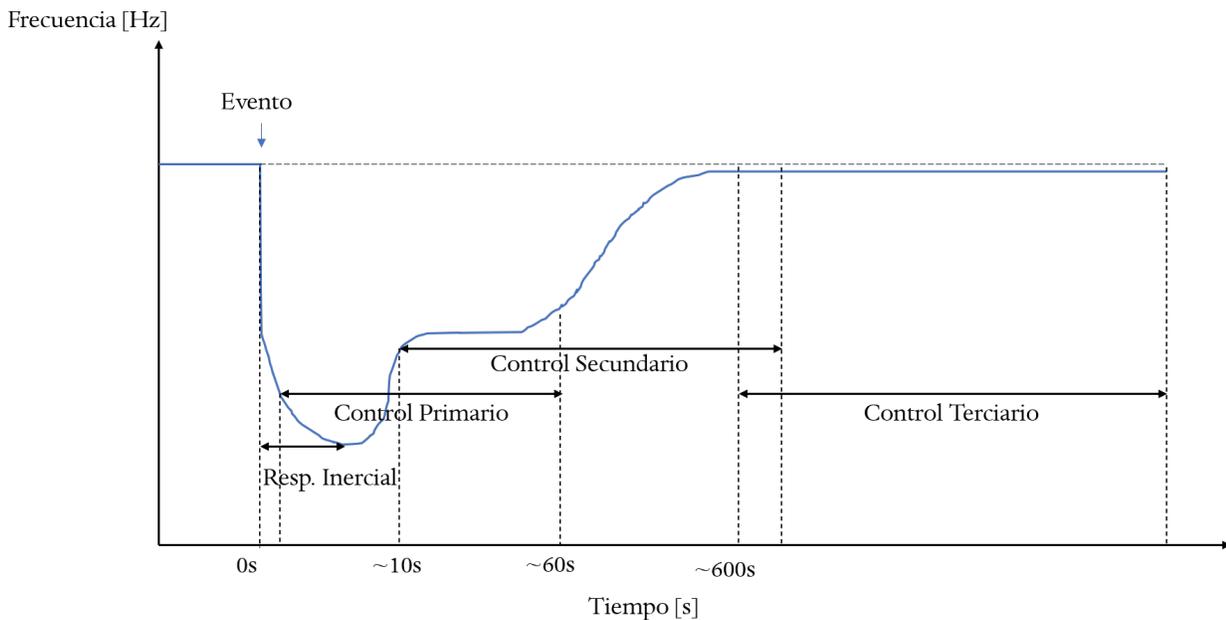


Figura 2.1: Control de Frecuencia a distintas escalas de tiempo luego de una perturbación.

Anteriormente se dijo que el control primario de frecuencia tiene como objetivo disminuir

la desviación de frecuencia luego de ocurrido un evento. En particular, este control actúa cuando la frecuencia se sale de un rango previamente establecido. Para los sistemas reales, el valor nominal de la frecuencia corresponde a 50 [Hz] en algunos casos y 60 [Hz] para otros. Sin embargo, se suele definir un rango de operación normal para el cual el regulador de velocidad no reacciona. En la figura 2.2 se muestra el diagrama de bloques correspondiente al control primario de frecuencia, en este, se tiene como entrada la potencia de referencia P_c , la cual es ajustable, por tanto corresponde a una variable de control. En el diagrama también se tiene la función de transferencia de la turbina y el *governor*, $\frac{1}{T_g s + 1} \frac{1}{T_t s + 1}$, en donde T_g es la constante de tiempo del *governor* y T_t es la constante de tiempo de la turbina. La función de transferencia $\frac{1}{2Hs + D}$ corresponde a la ecuación del *swing* del generador. Se tiene también el estatismo, R, que representa la variación de la frecuencia respecto a la potencia, es decir, cuando la carga cambia 1 p.u. de potencia, se tiene una variación de R unidades de frecuencia.

$$P_m = P_c - \frac{1}{R} \Delta \omega \quad (2.1)$$

En régimen permanente se cumple la relación mostrada en la ecuación 2.1, en donde se tiene que la potencia de referencia P_c cambia según el control secundario de frecuencia. Sin embargo, si el control secundario no se activa la variable P_c se mantiene constante. El control secundario de frecuencia se activa luego del control primario y lleva la frecuencia a su valor nominal. Como se dijo anteriormente, la potencia de referencia del control primario, es la salida del bloque de control secundario. En la figura 2.3 se muestra el efecto del control secundario. Inicialmente, el sistema se encuentra operando a condiciones nominales $P_c^{(1)}$ y $P_m^{(1)}$. En el caso de que el sistema sufra de un aumento de la demanda, ocurrirá una caída de la frecuencia, teniendo ahora un valor de w . En este nuevo punto de operación se tiene una potencia mecánica de $P_m^{(2)}$ y P_c no cambia. Sin embargo, si el control secundario se encuentra activado, la recta, que representa al estatismo, se mueve de (1) a (2), de esta forma se tiene que en $P_m^{(2)}$ la frecuencia se vuelve nominal y por tanto la potencia de referencia pasa de ser $P_c^{(1)}$ a ser $P_c^{(2)}$.

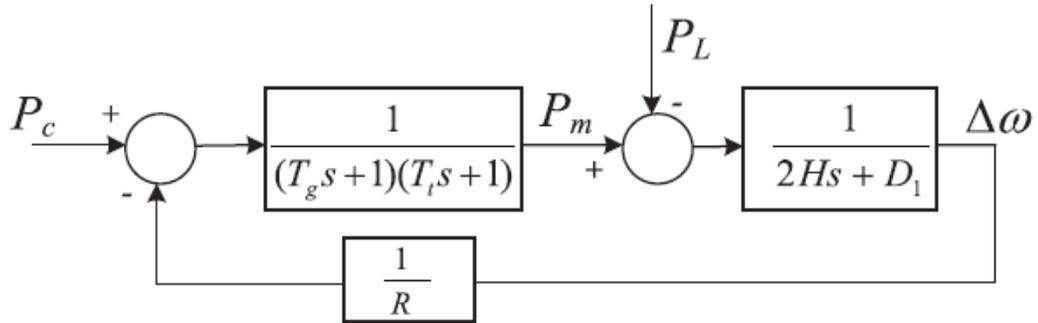


Figura 2.2: Diagrama de bloques del control primario de frecuencia, turbina/governador y ecuación del swing [16].

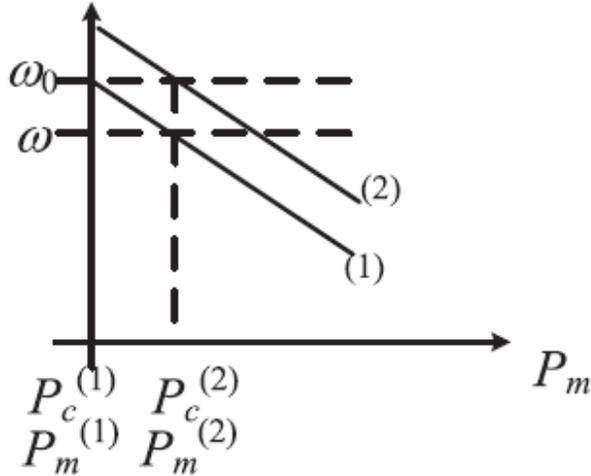


Figura 2.3: Efecto del control secundario de frecuencia [16].

Escalas de tiempo

Como se detalló anteriormente, el balance entre la demanda y la generación se logra utilizando varios niveles de control. Sin embargo, en un nivel superior se encuentran las transacciones que ocurren en el mercado y en un nivel inferior se encuentran los sistemas físicos de control, que son los presentados en el punto anterior. En particular, existen distintas escalas de tiempo que permiten mantener el balance. A continuación, se explicarán las diferencias que tienen éstas en términos de su funcionamiento en el tiempo.

La escala de tiempo menor corresponde al control primario de frecuencia, que ocurre a los segundos de ocurrida la perturbación. Este control ajusta la potencia mecánica de los generadores cuando hay desviaciones de frecuencia. Sin embargo, como ya se ha explicado, no restaura la frecuencia a valores nominales ni los flujos entre las áreas del sistema. Los errores remanentes del control primario se eliminan a una escala de tiempo mayor, aproximadamente 10 segundos, en el control secundario. En esta etapa el AGC actualiza la potencia de referencia de los generadores de manera centralizada.

Finalmente, con una mayor escala de tiempo, se tiene el control terciario, en donde se lleva a cabo un despacho económico. En éste, se tiene como objetivo llegar a un equilibrio que asegure que cada unidad esté despachada de manera económicamente óptima. Esto, se realiza típicamente cada 5 minutos. En este punto se podría decir que la acción ocurre en el segmento del mercado, y por las diferencias en las escalas de tiempo, comúnmente se considera desacoplado en el tiempo del resto de control de frecuencia.

Por un lado, la literatura indica que un mecanismo dinámico de mercado en el nivel terciario es especialmente útil en el contexto de alta penetración de ERNC y respuesta de demanda. Esto tiene que ver con las grandes variaciones intra-horarias que experimentan los sistemas con estas características y por tanto, los desbalances deben que compensarse continuamente. Por tanto, este mecanismo provee incentivos para que los participantes ajusten continuamente la generación y el consumo a través de señales de retroalimentación adecuadas [17]. Por otro lado, debido a los elementos que se están incorporando a las redes, el AGC puede vol-

verse cada vez menos eficiente económicamente [18]. Entonces, algunos estudios sugieren que acercar el mercado a las escalas de tiempo del control del sistema físico, puede ser beneficioso e incluso puede reemplazar mecanismos como el AGC, que están fuertemente relacionados a los generadores convencionales.

En la literatura, hay un creciente interés en estrechar la brecha que existe entre el control dinámico del sistema y el despacho económico. La investigación en [17], propone un nuevo control jerárquico de frecuencia, incorporando un mecanismo dinámico de mercado en el control terciario. Este mecanismo permite las transacciones entre participantes en escalas de tiempo más lentas y mantiene el control directo como el control primario y secundario. Se diseña un modelo que incorpora los tres niveles de control con sus respectivas constantes de tiempo. Sin embargo, no se incluye una modelación explícita del sistema físico .

Por su parte, en [18] se incorpora el despacho económico al AGC de manera automática y dinámica. En esta investigación se utiliza ingeniería inversa que permite representar la dinámica del AGC con un problema de optimización, usando el algoritmo del gradiente primal-dual. En [19] se utiliza un método similar al de [18], pero en este caso, el método permite resolver un Flujo de potencia óptimo DC dinámicamente. Queda propuesto en este trabajo incluir a futuro dinámicas de voltaje y la potencia reactiva. Por su parte, en [20], también se usa un flujo óptimo de potencia para obtener las ecuaciones dinámicas que representan el sistema. Además, el control permite que las demandas recuperen su energía después de una excursión de frecuencia. En este caso, se añade el mecanismo dinámico en reemplazo del AGC, por tanto, funciona en la escala de tiempo de éste.

En los sistemas modernos se espera que las nuevas tecnologías permitan acoplar escalas de tiempo que actualmente son estudiadas por separado [19]. Por esto, se ha hecho un resumen de algunos de los aspectos generales de las escalas de tiempo de los controles actuales y las que se esperan tener si se implementara un mecanismo dinámico de mercado. En el siguiente punto, se detallarán algunos de los aspectos que tienen los sistemas eléctricos modernos. Más adelante se hará un resumen de los modelos encontrados en la literatura de los mecanismos dinámicos de mercado.

2.1.2. Sistemas Eléctricos Modernos

La necesidad de fuentes limpias de energía ha ido en aumento debido a la preocupación que se tiene a nivel mundial por la conservación del medio ambiente. Además, se han realizado compromisos internacionales sobre el tema, como el Acuerdo de París [2] y a nivel nacional, como los compromisos adoptados por Chile en sus contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) [21], y el plan de descarbonización [22]. Con esto, se proyecta que en un futuro este tipo de tecnologías aumenten su ingreso a los mercados y que incluso reemplacen a las del tipo convencional, debido a que son amigables con el medio-ambiente, renovables, y no producen gases de efecto invernadero.

El aumento de la penetración de las energías renovables, especialmente eólica y solar, lleva a una mayor variación en el suministro de energía en cortos periodos de tiempo, lo que desafía a la seguridad del suministro de energía. La interacción que tienen este tipo de recursos con el sistema eléctrico difieren de la de las fuentes convencionales como hidráulica y térmicas, puesto que estas últimas inherentemente entregan inercia al sistema. Sin embargo,

las ERNC se encuentran conectadas a la red mediante un convertidor, lo que provoca que ante perturbaciones estas fuentes no reaccionen inercialmente y el tiempo en que el operador puede tomar acciones se ve reducido, lo que causa una mayor tasa de cambio en la frecuencia para sistemas con menor inercia [7]. Los convertidores electrónicos introducen dinámicas más rápidas que los controladores convencionales, tanto para los lazos de potencia activa como los de potencia reactiva. Lo anterior, puede provocar que los controladores basados en las escalas de tiempo convencionales, se vuelvan cada vez menos válidos. Esto, se hace relevante cuando fuentes como las ERNC comienzan a participar de los SEP realizando funciones como el control de frecuencia y de voltaje.

La respuesta inercial de la generación no convencional, se ve afectada puesto que este tipo de fuentes tienen convertidores que desacoplan la parte mecánica de los generadores, del resto del sistema eléctrico. Esto último quiere decir que a pesar de que los generadores cuenten con partes rotatorias, como es el caso de las turbinas eólicas, al tener un convertidor que lo conecte al resto de la red, la máquina pierde la capacidad de reaccionar inercialmente ante perturbaciones, y esto debe llevarse a cabo a partir de lazos de control. Por otro lado, en la mayoría de los casos las ERNC se consideran fuentes no despachables y además, se modelan según procesos estocásticos, lo que dificulta su regulación y despacho económico. Sin embargo, al contar con convertidores electrónicos se puede realizar un control de frecuencia primario más rápido que el de las plantas convencionales. Para el caso del control secundario, este tiene el objetivo de operar de forma centralizada y automática, lo que convencionalmente se logra gracias al AGC. Sin embargo, la creciente penetración de fuentes renovables no sólo causa una mayor fluctuación de la frecuencia del sistema, sino que también reduce la cantidad disponible de plantas para realizar servicios complementarios. Esto último impacta la optimalidad del despacho económico y el funcionamiento del AGC [23].

En los sistemas modernos, las renovables han comenzado a desplazar a los generadores convencionales, que son los que típicamente participan en el AGC. Por otro lado, si se observan las demandas del sistema, actualmente no existen mecanismos sistemáticos que permitan que las demandas participen en el mercado de regulación [11]. Por esto, en la literatura se han planteado mecanismos que puedan reemplazar al AGC convencional y que permitan utilizar tanto a las renovables, como a las demandas flexibles, para proveer de regulación de frecuencia. Dentro de los mecanismos planteados se destacan los mecanismos dinámicos de mercado, en donde tanto los generadores como las demandas flexibles pueden ofertar en tiempo real para proveer un servicio de regulación de frecuencia, usando una comunicación bidireccional con el operador de mercado, cada ciertos segundos. Esto último intenta emular la labor realizada por el AGC convencional.

2.2. Modelos de Convertidores para Energías Renovables No Convencionales

Las mayoría de las Energías Renovables se conectan a la red eléctrica a través de convertidores de potencia. A medida que aumenta la penetración de este tipo de tecnologías ha aumentado el interés en cómo éstas impactan al sistema de potencia, en términos de la estabilidad y controlabilidad de éste. La estabilidad del sistema eléctrico comúnmente se mantiene gracias a la acción de las máquinas sincrónicas, que cuentan con inercia intrínseca.

Sin embargo, los convertidores no cuentan en forma natural con inercia o un efecto equivalente, lo que hace que su incorporación a los sistemas eléctricos tenga un impacto directo en la inercia, estabilidad y dinámica del sistema. Por esto, en la literatura se ha estudiado ampliamente el control de los convertidores utilizados en aplicaciones de energías renovables. Un aspecto considerado en la literatura es la incorporación de inercia virtual, que permite emular las características del control primario y respuesta inercial de las máquinas sincrónicas [24]. También en la literatura se han estudiado distintos tipos de controles para los convertidores que permiten que las energías renovables puedan incorporarse al sistema eléctrico. En particular, se tiene que dependiendo de la operación que tengan los convertidores en el sistema, estos pueden clasificarse como grid-feeding, grid-supporting y grid forming [25].

Los convertidores grid-forming se pueden representar como una fuente de voltaje con una impedancia de salida pequeña, para la cual define una amplitud E^* y una frecuencia w^* . Este tipo de convertidores son ampliamente estudiados puesto que permiten lograr niveles de penetración altos en los sistemas eléctricos, ya que se ha demostrado que con este tipo de convertidores no se requiere un mínimo nivel de inercia en la operación del sistema, desde una perspectiva de estabilidad de frecuencia [26]. Otro tipo de convertidor son los tipos grid-feeding, que se representan con una fuente de corriente ideal conectada en paralelo con una alta impedancia. Estos convertidores son diseñados para entregar potencia a la red. En este tipo de modelos, se requiere de un PLL (Phase Locked Loop) que mida la frecuencia y se sincronice con el sistema. Finalmente, se tienen los tipo grid-supporting que pueden representarse como una fuente corriente o como una fuente de voltaje. En estos, se regula la corriente/voltaje de salida para mantener la frecuencia y voltaje cercanos a los valores nominales.

A continuación se presentan las principales características de los distintos tipos de convertidores.

2.2.1. Convertidor Grid-Feeding

Los convertidores grid-feeding son adecuados para ser operados en paralelo con otros convertidores. Estos convertidores ajustan las referencias de potencia activa y reactiva de modo de controlar la frecuencia y la amplitud del voltaje. Además, estos no se pueden operar de manera aislada ya que requieren de un generador que fije frecuencia y voltaje, es decir, un generador sincrónico, un convertidor grid-forming o un convertidor grid-supporting. En la figura 2.4 se presenta la estructura básica de un convertidor de tipo Grid-Feeding.

2.2.2. Convertidor Grid-Forming

Los convertidores Grid-Forming se controlan en lazo cerrado para poder operar como fuentes de voltaje, fijando tanto amplitud como frecuencia. Sin embargo, un convertidor grid-forming (sin los controles adicionales de un grid-supporting) no puede conectarse en paralelo con otro grid-forming, porque sus lazos de control podrían competir por la regulación de la tensión en el punto de conexión. En la figura 2.5 se muestra la estructura básica de un convertidor grid-forming, en donde se tienen dos controladores sincrónicos en cascada orientados en los ejes de referencia dq. La entrada del control corresponde al voltaje en el punto de conexión del convertidor. De la figura se puede identificar el lazo externo que

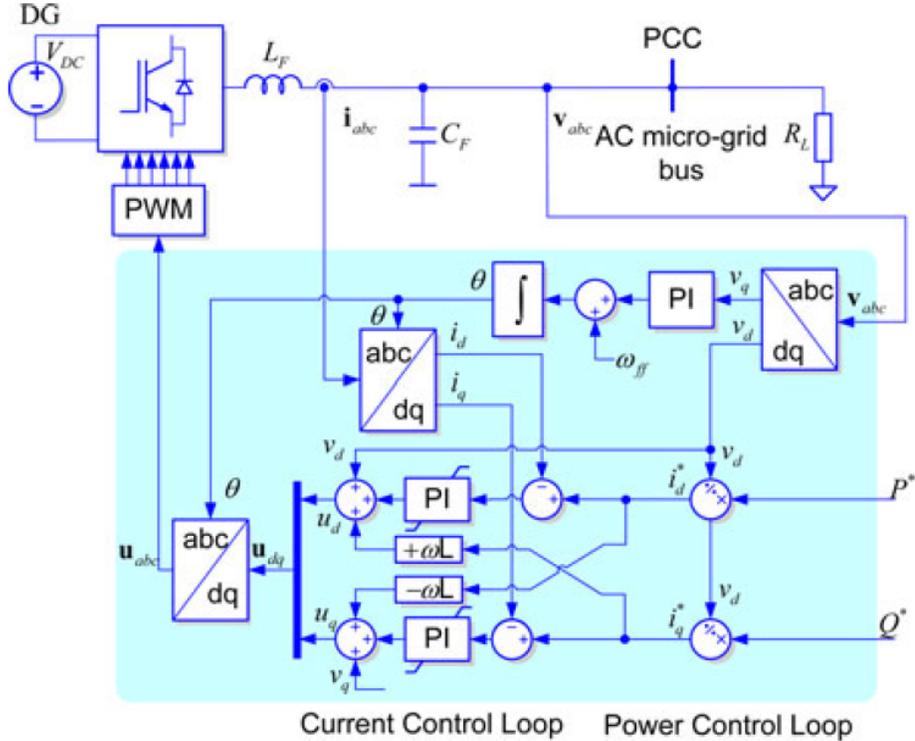


Figura 2.4: Estructura básica de un Convertidor Grid-Feeding [25].

controla el voltaje y el lazo interno que regula a corriente suministrada por el convertidor. También se tiene un inductor y capacitor que permiten mantener el voltaje cercano a la referencia entregada por el lazo externo.

2.2.3. Convertidor Grid-Supporting

El objetivo de estos convertidores es de participar de la regulación del sistema eléctrico regulando el voltaje y la frecuencia a través del control de la potencia activa y reactiva. Los convertidores Grid-Supporting son operados como una fuente de voltaje con una impedancia de acoplamiento o como una fuente de corriente con una impedancia en paralelo. En particular, para los controlados como fuente de corriente, se puede decir que contribuyen al control de voltaje y frecuencia de la red. Los controlados como fuente de voltaje pueden participar regulando el voltaje y la frecuencia tanto para el modo conectado a la red, como en una micro-red aislada. Otra ventaja de los controlados como fuente de voltaje es el hecho de que este tipo de convertidores pueden representar las respuestas casi instantáneas de los convertidores electrónicos [27]. En la figura 2.6 se muestra la estructura básica de un convertidor grid-supporting para el caso en que se opera como fuente de corriente y para cuando se opera como fuente de voltaje.

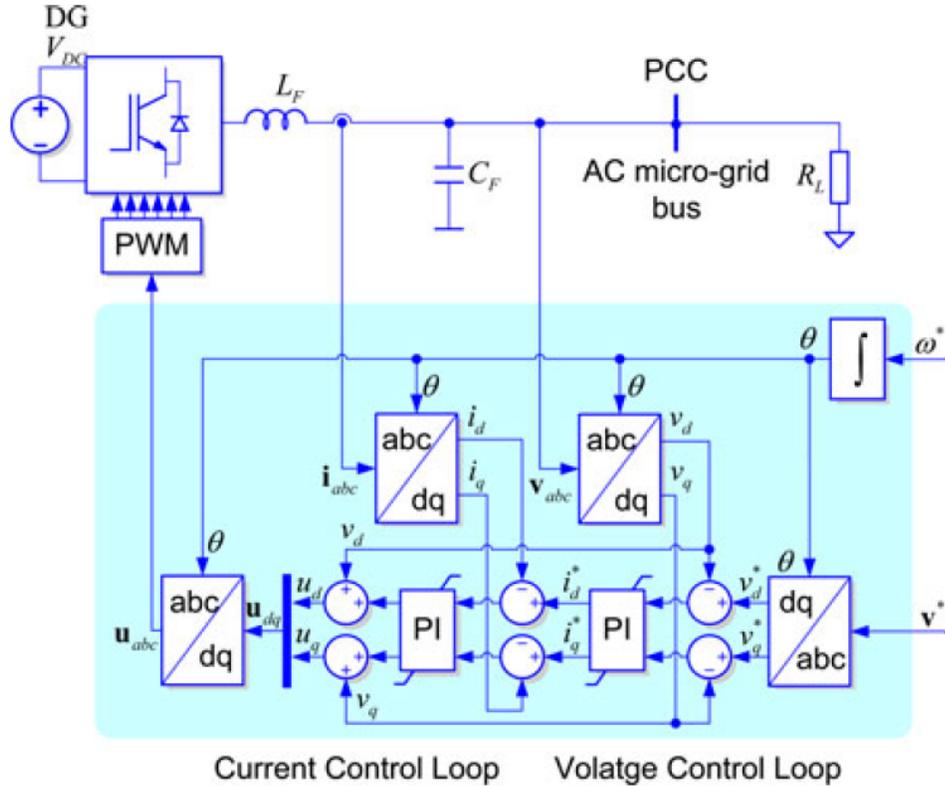


Figura 2.5: Estructura básica de un Convertidor Grid-Forming [25].

2.3. Mercado Eléctrico

2.3.1. Contexto

En los sistemas eléctricos de potencia, la electricidad es comercializada como potencia en un cierto intervalo de tiempo, es decir, MW-horas. Entonces, al diseñar un mercado, se debe escoger un intervalo de tiempo sobre el cual se hará la comercialización de electricidad. Dentro de ese intervalo, la energía se mantiene constante al igual que el precio de mercado.

En los mercados, es posible encontrar diferentes intervalos de tiempo para las transacciones. Por una parte, se tienen intervalos cortos, por ejemplo de 5 minutos, que permiten reflejar de manera precisa las condiciones del sistema físico, puesto que no se debieran presentar cambios significativos de la potencia generada durante el periodo de comercialización. Los periodos cortos de comercialización se recomiendan en la literatura especialmente para sistemas con alta penetración de generación solar y eólica, debido a que la generación de estas fuentes presentan cambios rápidos e impredecibles.

Sin embargo, no es recomendable utilizar siempre intervalos cortos de transacción, puesto que en ocasiones esto puede ser poco práctico para las compañías generadoras que son capaces de entregar una generación constante durante largos periodos de tiempo. Además, muchas generadoras convencionales tienen costos de partidas, por tanto ellas esperan funcionar por una cantidad de tiempo que les permita recuperar estos costos. Por esto, es necesario diseñar mercados que se adecúen a las necesidades de los participantes.

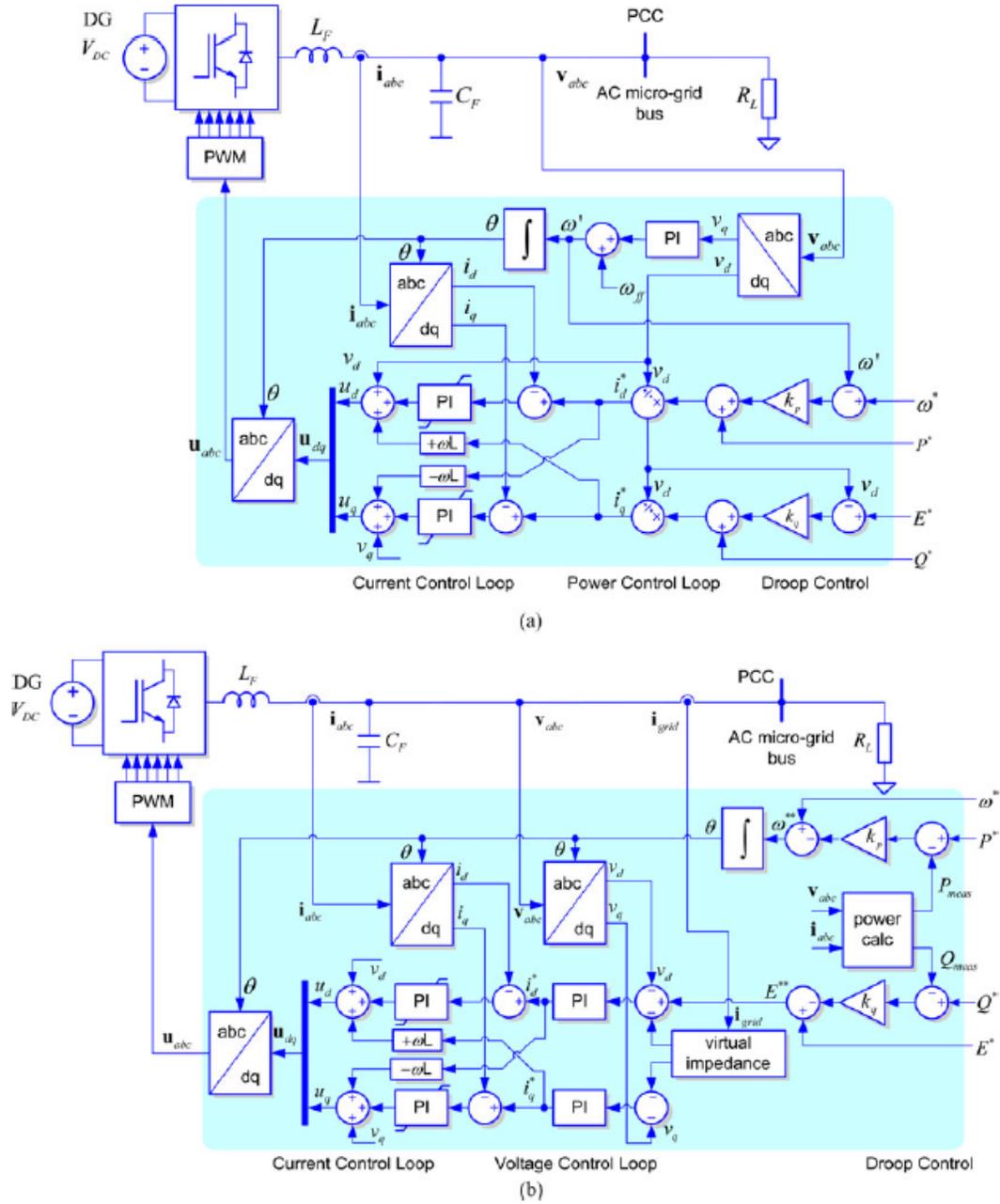


Figura 2.6: Estructura básica de un Convertidor Grid-Supporting. (a) Convertidor Grid-Supporting operando como fuente de corriente. (b) Convertidor Grid-Supporting operando como fuente de voltaje [25].

Mercados a Futuro

En este tipo de mercados ocurren una gran cantidad de ofertas y ventas de energía, pudiendo ser estas realizadas de manera descentralizada o centralizada, dependiendo del mecanismo que se seleccione de acuerdo a las necesidades. Los contratos bilaterales son un tipo de mercado a futuro descentralizado, en donde se negocia de manera privada entre los participantes. Esta negociación suele realizarse sobre grandes cantidades de energía durante un largo periodo de tiempo. También existen mercados descentralizados en que se comercializan cantidades

de energía menores de acuerdo a un perfil de generación predefinido, es decir, cierta cantidad de energía durante periodos del día o la semana. Finalmente, también existen las transacciones electrónicas, en donde los participantes comercializan de manera anónima utilizando un software que sirva para el propósito.

Como se dijo anteriormente, también existen los mercados futuros centralizados, que en vez de depender de las acciones repetitivas de los participantes para alcanzar un equilibrio de mercado, cuenta con un mecanismo centralizado de modo de alcanzar este equilibrio de manera sistemática [28]. Este equilibrio se logra intersectando la curva de oferta, que se construye con las generación y el precio al cual los generadores están dispuestos a vender, y la curva de demanda, que corresponde a la cantidad de energía y el precio que están dispuestos a pagar los consumidores. El precio en el cual ambas curvas se intersectan corresponde al precio de despeje de mercado, y corresponde al precio de un MWh extra, comúnmente denominado Costo Marginal del sistema. Los generadores son remunerados con este costo marginal por cada MWh que producen y por su parte, los consumidores pagan el costo marginal por cada MWh que consumen. En particular, si la demanda se asume constante y las ofertas de los generadores representan sus costos marginales de producción, entonces el mercado centralizado realiza un despacho económico.

Mercados Spot

Los mercados spot permiten cubrir las diferencias que se tienen en los mercados a futuro, debido a que los generadores y los consumidores no pueden predecir con exactitud la cantidad de energía necesaria, en el periodo en que comercializaron la energía. Si se traduce esto en un sentido físico, las diferencias entre lo pronosticado y lo que ocurre en tiempo real, provoca desbalances entre la carga y la generación, que deben ser reducidos rápidamente para mantener la estabilidad del sistema. Este mercado es manejado por el operador del sistema, en donde cada MW que sobre o falte debe ser vendido o comprado al precio spot. Sin embargo, en caso de que un participante esté aportando positivamente al desbalance, éste debiese ser recompensado, lo que llevaría a un mercado spot más eficiente. Este tipo de mercados se llaman comúnmente mercados de tiempo real, mercados de balance, mercado intra-diario o mecanismo de balance y tiene tiempos de despeje de mercado de 1 hora a 5 minutos.

2.3.2. Operación del mercado

Los mercados están compuestos por tres tipos de participantes: productores, consumidores y el operador de mercado. En donde, por su parte, los consumidores son representados por una función de valor $v_j(x)$, que puede pensarse como el valor que el consumidor j percibe de consumir x unidades de electricidad. Para los productores se tiene una función de costo $c_i(x)$, que corresponde al costo del generador i de producir x unidades de recurso. Cuando se despeja el mercado, se obtiene un precio de despeje de mercado, denominado con λ , y es posible calcular la utilidad de cada participante. La utilidad de los consumidores está dada por $u_j(\lambda, x) = v_j(x) - \lambda x$. Para los productores se tiene la función de utilidad dada por $u_i(\lambda, x) = \lambda x - c_i(x)$.

El tercer participante corresponde al operador del mercado, que es una organización sin fines de lucro responsable de operar los mercados y la red de transmisión. El operador de

mercado, tiene como principal función hacer coincidir la demanda y la generación de manera óptima y considerando las restricciones del sistema. En particular, los operadores de los mercados en tiempo real resuelven un problema de optimización restringido, que busca maximizar los beneficios agregados de los productores y consumidores. Entre las restricciones se tienen las del flujo de potencia, las de los flujos por las líneas, la capacidad de generación y los requerimientos de reserva.

En la operación de los mercados en tiempo real las restricciones se linealizan en torno a un punto de operación y el problema del operador se reduce a un problema de optimización convexo, que comúnmente se le llama Problema de Despacho Económico. De este problema, surgen las variables duales asociadas al balance nodal de potencia, llamadas Costos Marginales Locales. Estos precios representan el costo de suministrar un MW extra en el nodo en que están siendo calculados. Este problema difiere del que tiene un sólo costo marginal para el sistema, debido a que se están considerando las congestiones por las líneas de transmisión.

En ocasiones se utiliza la versión DC del despacho económico de modo de simplificar el procesamiento de la información. En particular, este tipo de despacho hace algunas suposiciones que lo diferencia de su versión compleja. En primer lugar se asume que no hay pérdidas resistivas, es decir, que sólo hay flujo de potencia activa por las líneas. En segundo lugar, se asumen los voltajes fijos en todos los generadores y cargas, por tanto, se consideran como fuentes de corriente ideales. Finalmente, no se consideran requerimientos de reserva.

2.3.3. Mercado Dinámico

Alrededor del mundo, existen muchos tipos de mercado que tienen el mismo objetivo: vender la electricidad generada por los productores a los consumidores finales [28]. Anteriormente, ya se mostraron dos de los tipos de mercados que se pueden encontrar. En particular, en la literatura se destaca la necesidad de tener mercados con actualizaciones de precio más frecuentes [29]. La recomendación se hace especialmente para sistemas con alta penetración de energías variables como las ERNC. Entonces, aparece como opción ante los desafíos de las ERNC, la existencia de mercados de tiempo real, que según [30], puede utilizarse para asistir en el control de la frecuencia. Este tipo de mercados permite variar el precio en una escala de tiempo más rápida de la que se tiene en un despacho económico convencional. Por esto, a principios del siglo XXI surgió el interés de estudiar la interacción dinámica entre los mercados y los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Acoplamiento entre mercado y sistema eléctrico

En principio, las dinámicas del mercado y de los SEP se encuentran desacopladas. Por esto, es común encontrar en la literatura que los problemas del mercado se resuelven sin considerar las dinámicas del sistema físico y viceversa. Sin embargo, se ha observado evidencia que, ante los inminentes cambios que se están teniendo en los sistemas eléctricos, es importante estudiar y utilizar la dinámica de ambos sectores. La estabilidad de mercado aparece por primera vez en [31] siendo abordada en el contexto de los mercados eléctricos, ya que en publicaciones anteriores se había investigado en el sentido meramente económico. El autor genera un modelo de ecuaciones diferenciales/algebraicas que le permiten estudiar el mercado a partir de sus valores propios para así analizar su comportamiento en pequeña señal.

La racionalidad detrás de las ecuaciones diferenciales del mercado, tiene que ver con la utilización del costo marginal, como el mecanismo de tarificación en los mercados. Entonces, según las ecuaciones 2.2-2.4, se puede ver que los generadores P_{gi} , reaccionan subiendo la generación cuando el costo marginal, λ aumenta, siendo $b_{gi} + c_{gi}P_{gi}$ el costo marginal del generador. Al contrario, la demanda P_{di} reacciona subiendo su consumo cuando el costo marginal disminuye, siendo $b_{di} + c_{di}P_{di}$ el beneficio marginal de los consumidores. Los parámetros τ_{gi} y τ_{di} representan a la velocidad de respuesta de los generadores y demandas, respectivamente. Con esto, se puede relacionar la respuesta de los participantes del sistema con el precio del mercado. Se conectan los productores y consumidores utilizando alguna característica deseable que se quiera lograr, como por ejemplo, en [31], se utiliza la ecuación de balance de potencia 2.4.

$$\tau_{gi}\dot{P}_{gi} = \lambda - b_{gi} - c_{gi}P_{gi} \quad (2.2)$$

$$\tau_{di}\dot{P}_{di} = b_{di} + c_{di}P_{di} - \lambda \quad (2.3)$$

$$\sum_{i=1}^m P_{gi} = \sum_{i=1}^n P_{di} \quad (2.4)$$

Respecto a la utilización de λ , en [32] se dice que el control a partir de precios se puede ver como una extensión del costo marginal local, que corresponde a la manera más barata de enviar un MW de electricidad a un nodo del sistema y es utilizado en cálculos de fijaciones de precio para la energía consumida y enviada, también, se puede utilizar para publicar los precios de la red de modo de influenciar la operación del sistema. Además, se dice que los costos marginales se pueden calcular de varias formas, entre las que se enumeran las siguientes:

- El costo adicional de operar el sistema cuando éste aumenta 1 MW de generación.
- Puede obtenerse a partir del conocimiento de los factores de sensibilidad (sensibilidad de las restricciones de los flujos) para cada generador que margine y un cálculo simple que determine cuánto cuesta aumentar 1 MW.
- Se pueden calcular a partir de los multiplicadores de Lagrange asociados con la inyección nodal, durante la solución de un problema de optimización. En este caso no se debe saber previamente qué generador se encuentra marginando.
- También puede obtenerse con un Jacobiano transpuesto en un determinado punto de operación, usando las ecuaciones de restricciones reemplazando el Jacobiano original. Este es el enfoque de red adjunta.

Como una extensión del trabajo de [31], en [33] se estudia el acoplamiento entre el mercado y el sistema de potencia, haciendo uso de las ecuaciones presentadas con anterioridad y además, se incorporan las ecuaciones diferenciales que representan la dinámica física del sistema, como las correspondientes a los generadores sincrónicos, *governor* y reguladores de voltaje. Para lo anterior, se desarrolla un modelo linealizado del sistema de potencia que permite el estudio de los valores propios de éste, en distintas situaciones. Por otra parte, se hacen las siguientes suposiciones:

- Los costos marginales de producción λ_g y beneficios λ_d son funciones lineales de la potencia de generación P_g y P_d , respectivamente.
- La respuesta de los suministradores y consumidores ante el cambio de precios no es instantánea, es gobernada por ecuaciones de primer grado.
- Los generadores sincrónicos pueden ser representados por modelos de ecuaciones diferenciales y algunos de ellos incluyen estabilizadores de sistemas de potencia (PSS).
- La acción del gobernador/turbina puede ser representado por un modelo de ecuación diferencial.
- La producción es una función del costo marginal y el precio. El consumo es una función del beneficio marginal, precio y el voltaje del sistema.
- La red es representada por un set de ecuaciones algebraicas lineales o por una condición de balance de potencia.

Al tener ecuaciones diferenciales que representen el mercado, es posible construir un sistema de ecuaciones diferenciales/algebraicas que represente tanto el mercado como el SEP acoplados. En este sistema, que puede ser uninodal o multinodal, se utiliza el costo marginal como señal de precio. Dicho esto, en [34] [14], se usa el sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra, de modo de estudiar tanto la estabilidad del sistema desacoplado como el acoplado, haciendo uso en este caso de la ecuación 2.5, para la modelación del mercado desacoplado, en donde se añade una amortiguación al precio dependiente del precio del mercado. En esta se tiene τ_λ que corresponde a la tasa de respuesta del precio de mercado, k_E y k_λ son ganancias estabilizadoras de mercado. De esto, se obtiene que el mercado aislado es inestable cuando se tiene una respuesta rápida de los precios de mercado y que los modos inestables vienen del desbalance de energía. Para el caso acoplado, se tienen dos tipos de respuestas, la primera tiene que ver con que, si en el caso aislado el sistema era inestable se tendrá que al acoplarlos éste también lo será, por otra parte, se tendrán inestabilidades o no, dependiendo del mercado y del acoplamiento en sí.

$$\tau_\lambda \lambda = -k_E E - k_\lambda \lambda \quad (2.5)$$

En [35][36] se estudia la expansión del modelo presentado anteriormente para mercados del tipo day-ahead, que permite que los consumidores y suministradores se protejan de las fluctuaciones en precios de mercados como el de tiempo real. Se dice además, que en [33] y [14] se asume que el set-point de los generadores es sólo función del costo marginal y el precio de mercado de la potencia. Sin embargo, se demuestra que esa suposición puede llevar a conclusiones equivocadas cuando se intenta extender el estudio a interacciones entre las distintas firmas. Por esto, se asume que el mercado se encuentra en una situación de "auto-despacho" en donde tanto los suministradores como los consumidores están expuestos a los precios en tiempo real. Los precios están continuamente cambiando y que responden aumentando o reduciendo sus ventas o compras de energía.

El poder de mercado también es investigado, puesto que cuando los generadores lo ejercen, estos dejan de ser tomadores de precio y comienzan a tomar decisiones basados en el precio de tiempo real y considerando la reducción de precio causada por su inyección, que está dado por el término $\frac{\partial \lambda_{RT}(P_{gRTi})}{\partial P_{gRTi}}$. Considerando el nuevo patrón de comportamiento, el mercado se define por las ecuaciones 2.6-2.10. En este modelo, se tiene a λ_{RT} , como el precio de mercado

en tiempo real y P_{gRTi} , P_{gDAi} , P_{dRTj} y P_{dDAj} , corresponden a las potencias en tiempo real y en un mercado del día siguiente, respectivamente. Finalmente, la incorporación del esquema day-ahead ayuda a limitar el poder de mercado, aumentar las ventas y reducir los precios. Por el lado de la estabilidad, ésta no se ve afectada por la incorporación de este tipo de mercado. Sin embargo cierto grado de poder puede mejorar la dinámica y la volatilidad de precios de tiempo real.

$$\tau_{gi}\dot{P}_{gRTi} = \lambda_{RT} - b_{gi} - c_{gi}(P_{gRTi} + P_{gDAi}) + P_{gRTi} \frac{\partial \lambda_{RT}(P_{gRTi})}{\partial P_{gRTi}} \quad (2.6)$$

$$\tau_{di}\dot{P}_{dRTj} = b_{dj} + c_{dj}(P_{dRTj} + P_{dDAj}) - \lambda_{RT} \quad (2.7)$$

$$\sum_{i=1}^m P_{gDAi} = \sum_{j=1}^n P_{dDAj} \quad (2.8)$$

$$\sum_{i=1}^m P_{gRTi} = \sum_{j=1}^n P_{dRTj} \quad (2.9)$$

En [37] se introduce la aplicación de lo presentado en [38] a redes autónomas, de modo de poder estudiar la estabilidad en un mercado de tiempo real haciendo uso de un control descentralizado. Entonces, se incorpora otra señal de retroalimentación al modelo presentado por [31], que permite que el precio también responda ante un desbalance en la potencia, representado por la ecuación 2.10, se dice también que si un generador es insensible al precio pero aporta en alguno de los servicios auxiliares, se rige por la ecuación 2.11. En la modelación se tiene k_{Ei} , que es la ganancia de realimentación del desbalance de energía y k_{Pi} , que es la ganancia del error de intercambio de potencia. También en la ecuación 2.11, P_{gi}^0 , corresponde al valor inicial de la potencia del generador i . Por otra parte, también se estudia el caso de penetración de generadores distribuidos y fuentes de energía renovable lo que aumenta la incertidumbre.

$$\tau_{gi}\dot{P}_{gi} = -b_{gi} - c_{gi}P_{gi} + \lambda - k_{Ei}E - k_{Pi} \left(\sum_{j=1}^n P_{gj} - \sum_{k=1}^m P_{dk} \right) \quad (2.10)$$

$$\tau_{gi}\dot{P}_{gi} = k_{ASi} (P_{gi}^0 - P_{gi}) - k_{Ei}E - k_{Pi} \left(\sum_{j=1}^n P_{gj} - \sum_{k=1}^m P_{dk} \right) \quad (2.11)$$

En [39] se desarrolla un modelo basado en lo mostrado en [31], en donde se incorporan a la dinámica de la red y de mercado los efectos del retraso en la red de comunicación y del tiempo de despeje. Para lograr lo anterior, primero se parametriza la función discreta de comunicación con un retardo d y un intervalo de muestreo Δt , lo que es posible observar en las ecuaciones 2.12 y 2.13. A partir de esto, se obtiene que una red de comunicación no ideal no solo afecta la estabilidad del sistema, sino que también tiene efectos significativos en el comportamiento transitorio. Por ejemplo, se tienen oscilaciones en el precio, en el suministro y en el consumo, cuando se utilizan valores de despeje y retraso que no se encuentran dentro del margen de estabilidad estudiado.

$$C(\lambda(t)) = D(\lambda[t/\Delta t]\Delta t) \quad (2.12)$$

$$D(\lambda(t)) = \begin{cases} \lambda(t - d) & \text{Si } t > d \\ \lambda(0) & \text{resto} \end{cases} \quad (2.13)$$

Por su parte en [40] se continúa el trabajo anterior, investigando las limitaciones impuestas por los retardos en mercados de gran escala de servicios auxiliares, que en particular se realiza en agrupaciones de generadores que están sujetos a distintos retardos en la comunicación. Se proponen entonces algunas reglas de diseño de modo de asegurar la operación de los mercados de servicios complementarios de manera segura y estable.

Los efectos de un medidor inteligente se estudian en [41]. Un medidor inteligente permite la comunicación en dos sentidos y hace que los patrones de consumos puedan ser más sensibles a los precios de mercado. La información obtenida por el medidor está disponible para el operador con un retardo, como se muestra en la ecuación 2.14, donde se han ignorado las dinámicas propias del medidor. Además, se tiene que incluso con un retardo en la medición del desbalance se podría asegurar la estabilidad del mercado. Por otra parte, también se estudia el efecto que tiene la incorporación del medidor en las congestiones y en la investigación utilizan un control de congestión llamado Price Elasticity Demand (PED) que corresponde al cambio de la cantidad demandada ante una variación en el precio. Entonces, se demuestra utilizando el sistema de prueba IEEE de 30 barras que con medidor inteligente se elimina la necesidad de líneas extra ya que disminuye la congestión moviendo la demanda de los consumidores a los periodos de menor demanda, debido a la elasticidad de estos a los cambios de precio. Por otra parte, la estabilidad de los sistemas acoplados con el uso del medidor está sujeta al retardo mencionado con anterioridad y en la referencia logran encontrar el límite para el cual el sistema deja de ser estable. Finalmente se introduce una métrica relacionada con el bienestar social y se obtiene que se ve aumentado cuando se utiliza un medidor inteligente.

$$\dot{E} = \sum_{i=1}^M P_{gi}(t) - \sum_{j=1}^N P_{dj}(t - \tau) \quad (2.14)$$

En las redes futuras, aparte de contar con buenas redes de comunicación y medidores inteligentes, se espera tener una alta presencia de respuesta de demanda y almacenamiento, debido a la flexibilidad que entregan a redes con alta penetración de ERNC. Sin embargo, se tiene la preocupación de que la incertidumbre en el lado de los consumidores pudiese traer un aumento en la volatilidad del mercado y además, se requiere un estudio en cómo afecta esto a la estabilidad. Por esto, en [42] se indica que traspasar los costos marginales locales a los consumidores podría generar un sistema lazo cerrado inestable, entonces, en la investigación desarrollan un algoritmo para reducir la inestabilidad en el sentido de la volatilidad de precios. En [43] los mismos autores estudian la volatilidad de los precios, en donde se dice que estos pueden ser relacionados con la elasticidad-precio máxima de mercado que puede definirse como la razón máxima de elasticidad-precio generalizada. Además, se dice que a medida que esta razón aumenta el sistema se vuelve más volátil, lo que da lineamientos de lo que podría

ocurrir en caso de que se incorporen sistemas de respuesta de demanda y almacenamientos distribuidos.

En los mercados en tiempo real es imposible que los precios spot sean actualizados continuamente, ya que en estos es el operador del sistema el que fija los precios a través de un proceso de despeje de mercado que ocurre a intervalos iguales al tiempo de despeje. Dicho esto, en [44] se presenta un modelo de precios en tiempo discreto incluyendo el manejo de congestiones haciendo uso del teorema de muestreo local, como se ve en la figura 2.7. En este caso, para realizar la modelación del sistema de potencia se utilizan las ecuaciones 2.15-2.18. En éstas se tiene θ , ω_i , P_{Mi} y P_{Gi} , que son el ángulo del voltaje, la desviación de frecuencia, la potencia mecánica del generador y la potencia eléctrica esperada. La expresión $|V_i| |V_m| B_{im} \sin(\theta_i - \theta_m)$ corresponde al flujo de potencia transferido desde el nodo i al m . El parámetro s_{il} representa la sensibilidad del flujo de potencia de la línea l respecto de la inyección de potencia en el nodo i . Por último, D_i , M_i , T_i y R_i , corresponde al amortiguamiento, inercia, constante de tiempo y estatismo del generador i . A partir del modelo, se estudia el impacto del tiempo de despeje de mercado, el manejo de congestiones y las cargas sensibles al precio. Entonces, a partir de simulaciones de un sistema híbrido se obtiene que el rango de la región estable es dependiente del tiempo de despeje de mercado, y que a menores tiempos se tiene un mayor margen de estabilidad. Se concluye también que tener un manejo de las congestiones tiene un efecto estabilizante en el sistema híbrido. Finalmente, se dice que las cargas sensibles al precio pueden traer riesgo de inestabilidades, lo que debe ser tomado en cuenta si se quiere incorporar la respuesta de la demanda en los sistemas de potencia.

$$\dot{\theta} = \omega_i \quad (2.15)$$

$$\dot{\omega}_i = -\frac{1}{M_i} (D_i \omega_i - P_{Mi} + P_{Di} + \sum_{m \in \Omega_i} |V_i| |V_m| B_{im} \sin(\theta_i - \theta_m)) \quad (2.16)$$

$$\dot{P}_{Mi} = -\frac{1}{T_i} (P_{Mi} - P_{Gi} + \frac{1}{R_i} \omega_i) \quad (2.17)$$

$$\dot{P}_{Gi} = \frac{1}{\tau_{P_{Gi}}} (\lambda_i[k] - b_{Gi} - c_{Gi} P_{Gi} - \sum_{l \in \psi_L} s_{il} \rho_l[k]) \quad (2.18)$$

Controles óptimos basados en precio

Con el aumento en la incorporación al sistema de generación distribuida, energías renovables y demanda dinámica, la escala de tiempo del mercado se acerca cada vez más a la del sistema de potencia físico. Entonces, tomar el acoplamiento en consideración cuando se diseña un control basado en precio para la red se vuelve cada vez más importante [45]. Sin embargo, la práctica actual de los mercados, es utilizar algoritmos de optimización para resolver los problemas de mercado. En particular, la determinación de la generación se hace utilizando una función de costo tanto para los generadores como para los consumidores. Estas funciones el operador de mercado las optimiza para ciertas restricciones, por ejemplo de

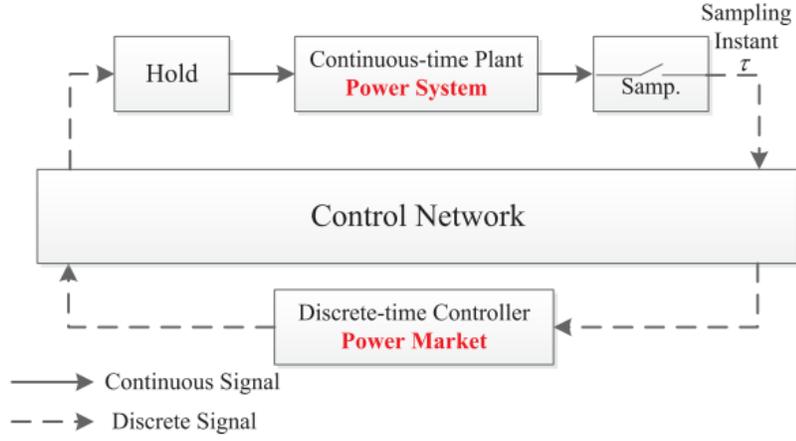


Figura 2.7: Estructura de control de sistema acoplado [44].

límites de capacidad de las líneas y pérdidas de red de transmisión. La función de costo que típicamente se usa, se llama Bienestar Social, que en la literatura se denota como S_w y se muestra en la ecuación 2.19.

$$S_w = \sum_{j \in D_j} U_{D_j}(P_{D_j}) - \sum_{i \in G_i} C_{G_i}(P_{G_i}) \quad (2.19)$$

En esta ecuación, el término $U_{D_j}(P_{D_j})$ representa la utilidad de los consumidores y $C_{G_i}(P_{G_i})$ representa los costos asociados a la producción.

$$C_{G_i}(P_{G_i}) = b_{G_i} P_{G_i} + \frac{P_{G_i}}{2} P_{G_i}^2 \quad (2.20)$$

$$U_{D_j}(P_{D_j}) = b_{D_j} P_{D_j} + \frac{P_{D_j}}{2} P_{D_j}^2 \quad (2.21)$$

Finalmente el modelo de despeje de mercado del operador se describe con la ecuación 2.22.

$$\begin{aligned} \text{máx } S_w &= \text{mín } -S_w \\ \text{s.a. } & - \sum_{i \in \theta_n} P_{G_i} + \sum_{j \in \theta_m} P_{D_j} + \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}[\sigma_n - \sigma_m] = 0 \\ & B_{nm}[\sigma_n - \sigma_m] \leq P_{nm}^{\text{máx}} \end{aligned} \quad (2.22)$$

El problema anterior puede ser resuelto utilizando las condiciones de KKT (Karush Kuhn Tucker), como se observa en las ecuaciones 2.23-2.27, obteniendo los valores óptimos de $P_{G_i}^*$, $P_{D_j}^*$, los costos marginales locales ρ_n^* y el precio de congestión γ_{nm}^* .

$$\frac{d(C_{G_i} P_{G_i})}{dP_{G_i}} \Big|_{P_{G_i}^*} - \rho_{n(i)}^* = 0 \quad (2.23)$$

$$\rho_{n(j)}^* - \frac{d(U_{Dj}(P_{Dj})|_{P_{Dj}})}{dP_{Dj}} = 0 \quad (2.24)$$

$$\sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}[\rho_n^* - \rho_m^* + \gamma_{nm}^* - \gamma_{mn}^*] = 0 \quad (2.25)$$

$$- \sum_{i \in \theta_n} P_{Gi}^* + \sum_{j \in \vartheta} P_{Dj}^* + \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}[\delta_n^* - \delta_m^*] = 0 \quad (2.26)$$

$$\gamma_{nm}^*(B_{nm}[\delta_n^* - \delta_m^*] - P_{nm}^{max}) = 0 \quad (2.27)$$

Sin embargo, hay investigaciones que ven el problema de optimización anterior como un juego entre los generadores, consumidores y el operador de mercado, en donde cada uno de ellos intenta maximizar su propio beneficio. En [46], en vez de buscar la solución con un problema de optimización estático, usan un enfoque dinámico. En este, cada variable primal/dual se perturba de su punto de equilibrio y se obtienen ecuaciones diferenciales para cada una de ellas. Para los generadores se deriva la ecuación 2.28 y para los consumidores la ecuación 2.29, que son similares a las ecuaciones utilizada por [14] para describir el comportamiento de los generadores y consumidores en el mercado.

$$\tau_{G_i} \dot{P}_{G_i} = \rho_{n(i)} - c_{G_i} P_{G_i} - b_{G_i} \quad (2.28)$$

$$\tau_{D_j} \dot{P}_{D_j} = c_{D_j} P_{D_j} + b_{D_j} - \rho_{n(j)} \quad (2.29)$$

Se presentan también ecuaciones diferenciales para los costos marginales locales, el precio de congestión y los ángulos de fase. Estas, difieren de los problemas mostrados anteriormente, puesto que se consideran precios por nodo debido a la presencia de congestiones.

$$\tau_{\delta_n} \dot{\delta}_n = - \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}[\rho_n - \rho_m + \gamma_{nm} - \gamma_{mn}] \quad (2.30)$$

$$\tau_{\rho_n} \dot{\rho}_n = - \sum_{i \in \theta_n} P_{G_i} + \sum_{j \in \theta_m} P_{D_j} + \sum_{m \in \Omega_m} B_{nm}[\sigma_n - \sigma_m] \quad (2.31)$$

$$\tau_{nm} \dot{\gamma}_{nm} = [B_{nm}[\sigma_n - \sigma_m] - P_{nm}^{max}]_{\sigma_{nm}}^+ \quad (2.32)$$

El trabajo presentado en [47] difiere del anterior ya que presenta conceptos como la robustez del mercado en la presencia de perturbaciones, como por ejemplo, provenientes de las energías renovables. Estas últimas se incorporan en la función objetivo de los generadores, que se muestra en la ecuación 2.33, en donde se tiene la incertidumbre del viento asociada modelada como $\Delta_{wl} = P_{Gl} \Delta_{Gl}$, teniendo Δ_{Gl} como la disponibilidad. Además, el generador

eólico se modela con un costo muy cercano a cero, sin embargo, se incorpora un costo extra que está relacionado con utilizar ciertos generadores como reserva, y está descrito como 2.35. Sin embargo, para efectos de la investigación se dice que el mercado de reservas se considera por separado. Por otro lado, para el caso de las cargas se tienen dos tipos: cargas que responden al precio de mercado y cargas que disminuyen su consumo para apoyar a la confiabilidad del sistema.

$$\max_{P_{Gl}} \pi_{Gl}^w = \max_{P_{Gl}} [\rho_{n(i)} P_{Gl} - C_{Gl}(P_{Gl}) - C_{wl}^r(\Delta_{wl})] \quad (2.33)$$

$$s.a. P_{Gl_{min}} \leq P_{Gl} \leq P_{Gl_{max}} \quad (2.34)$$

$$C_{wl}^r(\Delta_{wl}) = b_{wl} \Delta_{wl} + \frac{c_{wl}}{2} \Delta_{wl}^2 \quad (2.35)$$

Dicho esto, nuevamente se plantea el problema de bienestar social y se busca el equilibrio haciendo uso de las ecuaciones de los tres segmentos del sistema (generación, consumos y el operador del sistema) y se dice que este puede ser determinado usando las condiciones de KKT. Sin embargo, en la investigación se propone un mecanismo dinámico de mercado que es ventajoso en términos de capturar nueva información y más simple computacionalmente. Entonces, el modelo dinámico se presenta en 2.36-2.40, en donde la esencia es que si se perturba el equilibrio los jugadores del sistema trabajan en conjunto para restaurarlo.

$$\tau_{G_i} \dot{P}_{G_i} = \rho_{n(i)} - (c_{G_i} + c_{w_i} \Delta_{G_i}^2) P_{G_i} - (b_{G_i} + b_{w_i} \Delta_{G_i}) \quad (2.36)$$

$$\tau_{D_j} \dot{P}_{D_j} = c_{D_j} P_{D_j} + b_{D_j} - \rho_{n(j)} \quad (2.37)$$

$$\tau_{\delta_n} \dot{\delta}_n = - \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm} [\rho_n - \rho_m + \gamma_{nm} - \gamma_{mn}] \quad (2.38)$$

$$\tau_{\rho_n} \dot{\rho}_n = - \sum_{i \in \theta_n} P_{G_i} - \sum_{l \in \theta_n} P_{Gl} (1 + \Delta_{Gl}) + \sum_{j \in \vartheta_n} P_{D_j} (1 - k_{D_j}) + \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm} [\delta_n - \delta_m] \quad (2.39)$$

$$\tau_{\gamma_{nm}} \dot{\gamma}_{nm} = [B_{nm} [\delta_n - \delta_m] - P_{nm}^{max}]^+_{\gamma_{nm}} \quad (2.40)$$

Una de las principales ventajas de la modelación presentada en esta investigación es el hecho de que se incorpora un generador renovable en el mercado ya no solo como demanda negativa sino que con su ecuación diferencial.

Otro enfoque que se le ha dado a esta manera de representar el mercado, es para el control de frecuencia en alguna de sus escalas de tiempo. En particular, en [17], se considera un mecanismo dinámico de mercado para el control terciario de frecuencia, que permite transacciones entre los participantes de mercado en escalas de tiempo lentas y controles similares al control secundario y primario en un AGC en un nivel inferior. Para el diseño del mecanismo dinámico de mercado se utiliza una representación como la de las ecuaciones 2.28-2.29, pero en tiempo discreto de modo de representar el despeje del mercado de manera más realista, esto se muestra en la figura 2.8

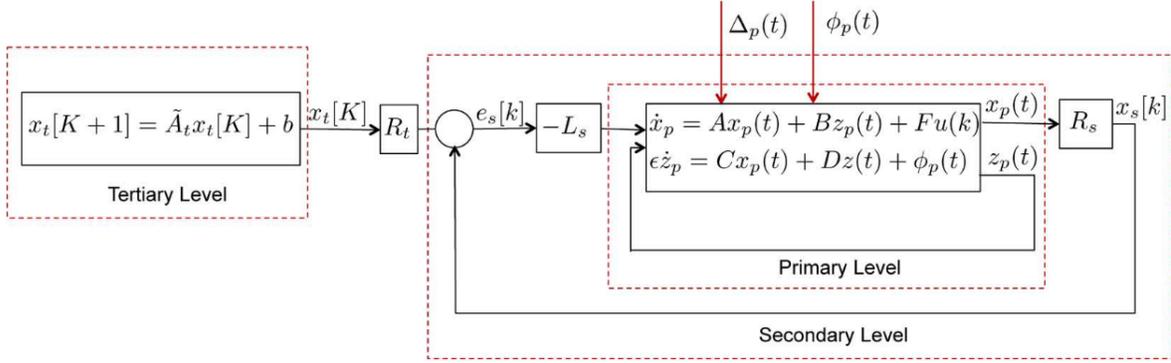


Figura 2.8: Estructura de control jerárquico de [17].

Debido a la proliferación de la energía renovable y la respuesta de demanda en las redes del futuro, podrían existir fluctuaciones rápidas y de gran potencia. Por tanto, varias investigaciones señalan que el AGC convencional podría volverse ineficiente económicamente. Por esto, otros autores han preferido utilizar el mecanismo de mercado dinámico para diseñar un AGC. En [18], se diseña un AGC híbrido con el objetivo de prevenir que se propaguen las perturbaciones entre las áreas de control. En particular, además de mantener la frecuencia nominal, el AGC económico busca un despacho económico óptimo en todas las áreas de control y mantener el balance en el sistema interconectado. Para lograr esto, se utiliza un método parecido a los anteriores, en donde se parte de un problema de optimización y se llega a un sistema de ecuaciones diferenciales. Sin embargo, en este caso se utiliza ingeniería inversa para involucrar las ecuaciones diferenciales físicas del sistema, que corresponden a la dinámica de la frecuencia y la de los flujos por las líneas. Al hacer ingeniería inversa se le agrega al problema de optimización resultante las restricciones correspondientes del problema y luego se hace ingeniería de adelanto para transformar el problema de optimización a ecuaciones diferenciales.

El enfoque de la ingeniería inversa/adelanto, se utiliza también en [19]. Además, de igual forma se utiliza el enfoque de "saddle point" para resolver el problema de despacho económico dinámicamente, que en este caso se quiere rediseñar y mezclar el control primario y secundario de frecuencia. En particular, del sistema físico se considera la dinámica de la frecuencia, la del regulador de velocidad y los ángulos en los nodos. Por otra parte, en [11], se propone utilizar un método distinto al del "saddle point", debido a que conlleva muchas iteraciones para converger. Se prefiere entonces el método de Newton-Raphson para diseñar un mecanismo dinámico de mercado que permita realizar el control de frecuencia en escalas de tiempo menores. En la figura 2.9 se muestra el acoplamiento que tiene el mecanismo dinámico de mercado con el resto de control jerárquico de frecuencia y el mercado de tiempo real. En particular, tanto los generadores como las demandas cambian la consigna del control primario cada cierto tiempo. Este tiempo debe ser más rápido que 5 minutos de modo de poder aportar al control de frecuencia. [13]

Finalmente, es posible decir que debido a las intermitencias que podrían existir en las redes futuras debido a las fluctuaciones de la respuesta de demanda y la variabilidad e incertidumbre de las energías renovables variables, es necesario contar con mecanismos que permitan sobreponerse de manera eficiente económicamente. Si bien en la literatura exis-

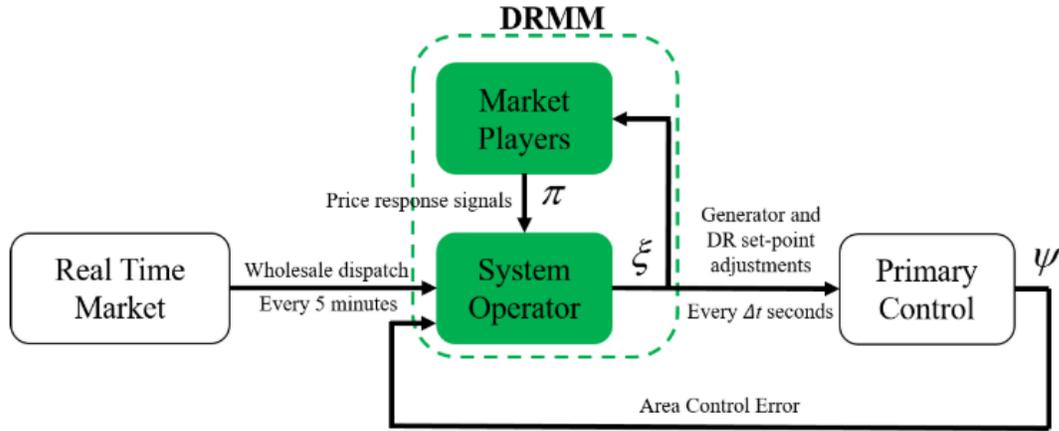


Figura 2.9: Mecanismo de mercado dinámico para control secundario [11].

ten varias maneras de sobreponerse a estos desafíos, como con las baterías, también se ve prometedor incorporar mecanismos de mercado que no estén basados en las respuestas de las máquinas sincrónicas, sino que permitan involucrar e incentivar a los potenciales nuevos participantes del sistema, como lo son la demanda elástica y las ERNC.

2.3.4. Mercados con alta penetración renovable

La integración de energías renovables al sistema eléctrico, trae consigo desafíos no solo físicos, si no que también al mercado eléctrico y su estructura. Entre los desafíos de las ERNC se encuentra la alta dependencia que tienen del recurso primario, y por tanto, de las condiciones climáticas, lo que las hace unas fuentes impredecibles y volátiles. Sumado a esto, se tiene que las energías renovables con convertidor, reducen la inercia del sistema, lo que aumenta el problema de la volatilidad. En contraste con las fluctuaciones de corto plazo, también presentan fluctuaciones diarias, semanales e incluso estacionales. Además, tienen costos de generación bajos y algunos países subsidian estas fuentes de energía lo que puede provocar costos negativos. Esto, genera que las ERNC sean despachadas a su potencia máxima. [29]

Cuando se tienen penetraciones altas, mayores al 33 %, las ERNC desplazan a otros generadores por la orden de mérito, por tanto, los factores de capacidad de estas fuentes se ven reducidos [48]. El fenómeno de reducción de precios por la alta penetración de renovables tiene el nombre de efecto de orden de mérito [49]. Debido a este efecto, se tiene la preocupación de que la tarificación con costo marginal no sea lo más adecuado para el diseño de los mercados futuros. Además, se tiene también el problema de "dinero perdido", que ocurre cuando se tienen mercados sólo de energía, que podría provocar que no se recuperen los costos cuando se utilizan costos marginales. Algunas de las razones de esto, es la falta de respuesta de demanda y los precios bajos que no permiten pagar por una capacidad adecuada. Por lo anterior, muchos estudios recomiendan modificaciones a los mercados futuros y de las prácticas de los operadores del sistema.

Cuando se habla de incorporar renovables, es importante tomar medidas para compensar

los efectos negativos de éstas [50]. Por ejemplo, muchos mercados operan con mercados en tiempo real. Esto es positivo para la incorporación de las ERNC, puesto que se dice que un despacho más frecuente de las unidades del sistema, podría provocar mejores pronósticos de las energías renovables y con esto reducir los requerimientos de rampa. Por otra parte, también se ha valorado la existencia de los mercados por capacidad, que remuneran a las generadores por su disponibilidad, lo que soluciona de cierta forma el problema de "dinero perdido". También, en algunos mercados se están utilizando costos marginales locales, que provee señales de precio en cada nodo del sistema, lo que incentiva el uso eficiente de la estructura de transmisión.

Como se ha visto, en los mercados alrededor del mundo, las energías renovables se valoran con costos variables nulos, sin embargo, este tipo de energías cuentan con un valor de mercado, que corresponde al ingreso que pueden ganar los generadores en los mercados [51]. Sin embargo, este ingreso se ve influenciado por tres características intrínsecas de este tipo de fuentes. La primera tiene que ver con la variabilidad, ya que la electricidad tiene un valor distinto dependiendo de cuánto se produce. La segunda está relacionada con la incertidumbre, que afecta en el error de los pronósticos que se hacen en el despacho de una día para el otro, lo que debe ser compensado en el mercado de tiempo real, lo que reduce el valor de mercado de las renovables. Finalmente, se tiene el efecto producido por la ubicación geográfica de este tipo de fuentes, ya que el valor de la electricidad depende de dónde se genere y los sitios con buen viento se encuentran alejados de los centros de consumo, se reduce el valor de mercado. Estas tres propiedades hacen aparecer "costos", que en realidad son pérdidas de ganancia, relacionados a las energías renovables. El efecto de la variabilidad, se llama costos de perfil, el efecto de la incertidumbre, se llama costos de balance y el efecto de la localización se llama costos de red. La descomposición de estos costos pueden verse en la figura 2.10.

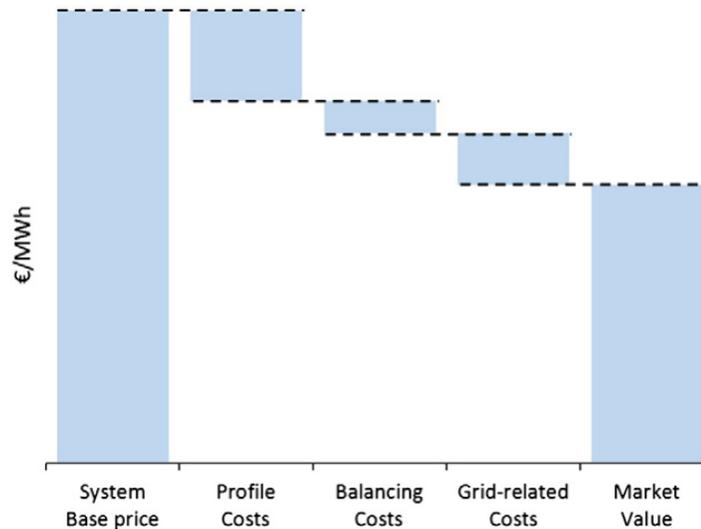


Figura 2.10: Precio base del sistema y el valor de mercado, con sus componentes de costo de perfil, balance y de red [51].

Con la creciente penetración de energías renovables y los puntos mencionados anteriormente, estas no pueden seguir siendo tratadas como fuentes de energía marginales. Por esto se deben hacer correcciones en los mercados actuales, que incluyan el riesgo y los errores de

pronóstico que enfrentan las ERNC. En particular en [52], se presentan costos que pueden ser utilizados como costos marginales operacionales de las fuentes variables de energía. Estos incluyen costos de desgaste de la operación de la planta, que corresponde a la parte que puede ser atribuida al tiempo de funcionamiento y la energía producida, costos de terreno, costos de concesión y costos de error de pronóstico. El desglose de estos costos se presenta en la ecuación 2.41.

$$CMg_{ERNC}[\text{euro}/MWh] = C_{\text{desgaste}} + C_{\text{terreno}} + C_{\text{concesin}} + C_{\text{balance}} \quad (2.41)$$

La consideración de los costos marginales descritos anteriormente en los mercados eléctricos, tiene la capacidad de reducir el efecto de orden de mérito de las ERNC, lo que supondría menores periodos de costo nulo en los mercados [52]. Otra manera de considerar los costos de las renovables es utilizando costos de integración, que corresponden a los costos que se incurren en otras partes del sistema, debido a mantener una reserva y plantas de respaldo para manejar la variabilidad e incertidumbre de las ERNC [53]. Se tienen entonces dos tipos de costos que pueden considerarse por la integración de las ERNC en el corto plazo. El primero está relacionado con el manejo de las congestiones, especialmente de las provocadas por los generadores eólicos, sin embargo esto se considera un fenómeno temporal que puede ser compensando con el reforzamiento de las capacidades de la red. El segundo costo se relaciona con la incertidumbre intrínseca que tiene este tipo de fuentes, la cual debe ser compensada por el resto del sistema.

En particular, los factores que determinan los costos de balances, son la capacidad instalada de las ERNC, la exactitud de las herramientas de pronóstico, el horizonte de tiempo del pronóstico, el mix de tecnologías (las plantas solares tienen errores de pronóstico menores), y la dispersión geográfica de las ERNC. Por otra parte, una manera de transferir la responsabilidad del balance a los participantes, es llevar la comercialización a una escala de tiempo cercana al tiempo real. Además, la Comisión Europea recomienda que la transferencia de los costos de responsabilidad de las ERNC, deberían ser considerados al momento al determinar el nivel óptimo de apoyo en el balance del sistema [53].

Como se ha dicho, las ERNC tienen costos variables de generación nulos. Sin embargo, vale la pena cuestionarse hasta dónde los costos como los mencionados anteriormente pueden considerarse como externalidades, especialmente cuando la penetración de ERNC aumenta.

2.4. Síntesis de revisión

Los modelos de mercados eléctricos que permiten capturar las dinámicas en tiempo real son de vital importancia en sistemas donde hay una gran proporción de ERNC. Este tipo de tecnologías tienen como característica su variabilidad e incertidumbre, lo que provoca fluctuaciones en el tiempo real. Por otro lado, ha aumentado el potencial de la incorporación de la respuesta de demanda, de donde se destaca en la literatura los esquemas que funcionan con incentivos de precios. Entonces, sumando los efectos de la variabilidad de la generación ERNC y la respuesta de demanda que puede operar en distintas escalas de tiempo, se ha desarrollado un esquema que permite utilizar estrategias de control en los mercados eléctricos.

En la literatura también se han estudiado los mecanismos de mercado para ser utilizados en conjunto con el sistema físico, aprovechando su característica dinámica para controlar variables reales de los sistemas de potencia. En particular, estos mecanismos pueden prestar servicios de regulación similares a la labor actual del AGC. En estas investigaciones se destaca como ventaja que estos mecanismos permiten una localización óptima del servicio de regulación, fomentan la participación de las demandas y permite estudiar la estabilidad de manera clara. También se ha estudiado la interacción de este tipo de esquemas con el resto de esquemas de control del sistema físico, como lo son el control primario y terciario de frecuencia.

Finalmente, si bien en la literatura se han estudiado independientemente los mecanismos dinámicos, también hay investigaciones sobre el acoplamiento del mercado con la parte física. Sin embargo, no se han detectado investigaciones que estudien y modelen los sistemas acoplados con el mercado, considerando a las ERNC y la respuesta de demanda, incorporando todas las dinámicas involucradas. Esto último cobra importancia, ya que de las justificaciones que explican la aparición de los mecanismos de mercado dinámicos, es el hecho de que las escalas de tiempo se van acercando, como se muestra en la Figura 2.11. Por esto, en esta investigación se quiere evaluar el nivel de acoplamiento que tienen el mercado con el sistema, considerando las nuevas tecnologías. Además, parece relevante comprobar cómo interactúan las dinámicas de los distintos elementos de los sistemas futuros.

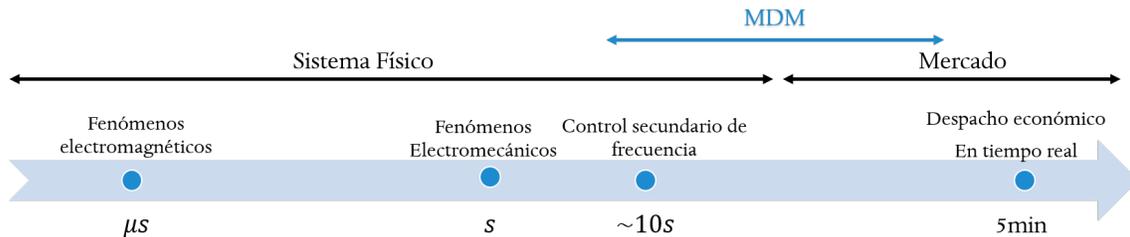


Figura 2.11: Escalas de tiempo considerando el Mecanismo Dinámico de Mercado (MDM).

Capítulo 3

Metodología Propuesta

En este capítulo se describe la metodología utilizada para examinar la estabilidad de un sistema eléctrico considerando la dinámica del mercado y del sistema de potencia. En primer lugar, se presenta el marco metodológico sobre el cual se realizan las simulaciones del presente documento. En segundo lugar, se presenta una descripción detallada del modelo para cada componente del sistema acoplado. En particular, se describen las ecuaciones diferenciales-algebraicas que modelan los generadores convencionales. Además, se presentan los modelos de los controladores de velocidad y voltaje.

Posteriormente, se describe el modelo utilizado para el convertidor, que representará a los generadores renovables en el presente estudio. El modelo de las cargas y el sistema de transmisión se describen en conjunto con la metodología de simulación que se utilizará. Finalmente, se muestran las ecuaciones que representan el mecanismo dinámico de mercado que se acopla en el tiempo con las dinámicas del sistema físico.

3.1. Marco metodológico

En este capítulo se realiza una descripción del modelo utilizado para hacer las simulaciones del sistema acoplado con el mercado. Éste tiene como objetivo calcular la respuesta en pequeña señal y la respuesta dinámica ante perturbaciones del sistema. Para modelar el sistema, se separará conceptualmente el modelo de la red inteligente entre dos subsistemas: el modelo del sistema de potencia y el modelo del mercado.

El modelo del sistema de potencia tradicionalmente incluye un modelo estático de la red eléctrica, que usualmente está representado con una matriz de admitancia, los modelos dinámicos de los generadores y cargas pasivas. Sin embargo, para una simulación apropiada de una red inteligente, se debe incluir tanto generación convencional como la basada en electrónica de potencia, además de cargas que participen activamente en el sistema de potencia. Por un lado, la generación convencional se encuentra ampliamente estudiada, y en la literatura se pueden encontrar tanto modelos completos como simplificados [15]. Por otro lado, la generación basada en convertidores también ha sido estudiada extensamente, y se puede encontrar aplicada desde micro-redes a grandes sistemas de potencia. Finalmente, las cargas

dinámicas o activas, pueden ser modeladas de distintas maneras, dependiendo de su capacidad de interactuar con el sistema. De particular interés es la modelación de cargas activas o cargas que tienen esquemas de encendido/apagado.

El mercado se compone de tres tipos de participantes: productores, consumidores y el operador del sistema. Los productores usualmente tienen asociada una función de costo $C_i(x)$ que puede ser pensada como el costo del generador i de producir x unidades del recurso. Los consumidores por su parte tienen asociada una función de valor $V_j(x)$, que se entiende como el valor que el consumidor j le da a consumir x unidades de electricidad. El tercer participante es el operador del sistema, que es usualmente una organización independiente que tiene el objetivo de mantener el balance entre la demanda y generación de una manera óptima considerando restricciones tanto de seguridad como de confiabilidad. Convencionalmente, los operadores del sistema resuelven un problema de optimización restringido que busca maximizar los beneficios agregados de los productores y consumidores.

Esta investigación usa un modelo dinámico de mercado, que significa que el mercado no es modelado como un problema de optimización con ecuaciones algebraicas, sino que se utilizan ecuaciones dinámicas para representarlo. Las ecuaciones dinámicas representan el comportamiento de los participantes del mercado. Sin embargo, cuando se usa esta representación dinámica, el mercado opera en una escala de tiempo mucho más rápida que el problema de optimización con ecuaciones algebraicas. Esto, significa que el mercado puede ser acoplado con el sistema físico de potencia de modo de contribuir al mantenimiento del balance. Este rol que toma el mercado dinámico en esta investigación es similar al rol que cumple el AGC en los sistemas actuales de potencia. Este enfoque se elige debido a los beneficios que se identifican a partir de la revisión de la literatura, y la necesidad de que el comportamiento del mercado evolucione al mismo ritmo del sistema físico. En este sentido, en la presente investigación la metodología desarrollada permite el acoplamiento entre el sistema físico de potencia y el mercado de modo que formen un lazo cerrado, como se muestra en la figura 3.1, que permitan modelar y estudiar el sistema con las herramientas convencionales de análisis de control de sistemas.

3.2. Flujo de potencia

Habiendo definido lo anterior, se debe simular el flujo de potencia, de modo de obtener las características del sistema en régimen permanente. Esto, se hace utilizando la herramienta MATPOWER de MATLAB, con lo cual al ejecutar la instrucción *runpf*(\cdot) se está obteniendo un arreglo de datos que contiene la información necesaria para el cálculo de las condiciones iniciales, como los voltajes y las potencias.

3.3. Modelación generadores sincrónicos y sus controles

3.3.1. Descripción del Modelo

En el presente estudio los generadores sincrónicos se representan utilizando un modelo de tercer orden o un eje, de modo de simplificar los cálculos computacionales, en donde se representa con 3 variables de estado y se hacen los siguientes supuestos[15][54]:

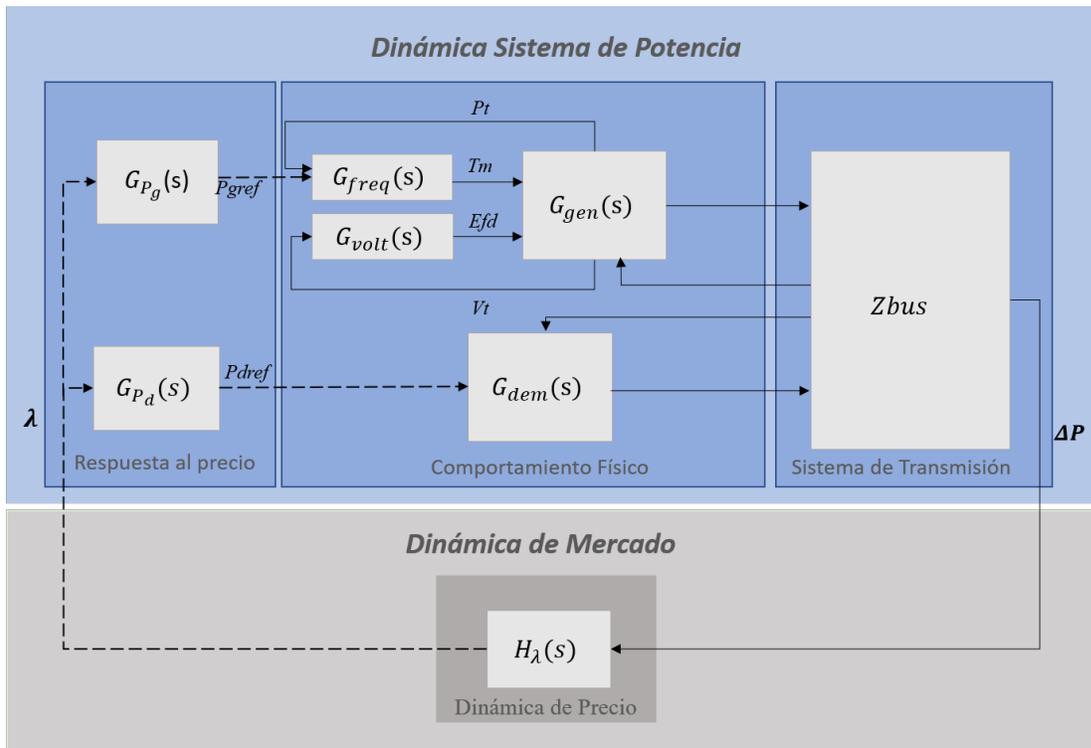


Figura 3.1: Estructura del sistema acoplado.

- Los transitorios del estator se desprecian al igual que los transitorios de la red.
- Se asume que estos transitorios son muy rápidos y amortiguados en comparación con al respuesta de los sistemas de control del generador sincrónico.
- Se desprecian los efectos de los circuitos amortiguadores para minimizar los requerimientos de información y también reduce los esfuerzos computacionales.
- Cuando se desprecian los amortiguadores se desprecian los efectos de los sub-transitorios.
- Se asume la velocidad de rotor como 1 p.u.

Para desarrollar las ecuaciones de las máquinas síncronas, se hacen las siguientes suposiciones: [15]

- Los enrollados del estator están sinusoidalmente distribuidos a lo largo del entre-hierro.
- Las ranuras del estator no causa variaciones apreciables en las inductancias con la posición del rotor.
- La histéresis magnética es despreciable.
- Los efectos de la saturación magnética son despreciables.

Las ecuaciones que definen las variables de estado del modelo son 3.1, 3.2 y 3.3, de las cuales 3.2 y 3.3 no se encuentran en p.u. La primera de estas ecuaciones diferenciales corresponde a la de E'_q , que corresponde a la componente en el eje q del voltaje detrás de la reactancia transiente X'_d . La variable E_{fd} tiene que ver con el voltaje de campo, T'_{d0} es la constante de tiempo transiente en circuito abierto y E_q puede considerarse como el voltaje interno efectivo de la máquina.

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}}(E_{fd} - E_q) \quad (3.1)$$

La ecuación del *swing*, dada por 3.2, indica que cuando hay un desbalance entre los torques actuando en el rotor, el torque neto provoca una aceleración o desaceleración. La variable H corresponde a la constante de inercia por unidad, que se define como la energía cinética en watt-segundos a velocidad nominal dividida por los volt-amperes base. El parámetro T_m y T_e corresponden al torque mecánico y torque eléctrico, respectivamente.

$$\frac{dw_r}{dt} = \frac{w_0}{2H}(T_m - T_e) \quad (3.2)$$

Se tiene la ecuación relativa a la posición angular del rotor, que se encuentra en radianes con respecto a una referencia rotativa δ_0 en el instante $t = 0$.

$$\frac{d\delta}{dt} = w_r - w_0 \quad (3.3)$$

Las ecuaciones algebraicas del generador sincrónico están dadas por 3.4-3.9, en donde i_q e i_d corresponden a las corrientes del generador sincrónico referidas al eje q y al d , respectivamente. Por su parte, v_d y v_q son los voltajes terminales en los ejes rotatorios d y q .

$$T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (3.4)$$

$$\psi_d = -x_d i_d + E_q \quad (3.5)$$

$$\psi_q = -x_q i_q \quad (3.6)$$

$$E'_q = -(x_d - x'_d) i_d + E_q \quad (3.7)$$

$$v_d = x_q i_q - R_a i_d \quad (3.8)$$

$$v_q = -x_d i_d - R_a i_q + E_q \quad (3.9)$$

Para realizar el modelo del generador sincrónico, deben ser consideradas las ecuaciones 3.10-3.11, que permiten transformar los ejes dq relacionados a los ejes giratorios del rotor, a los ejes DQ , que giran solidarios a la frecuencia fundamental de la red, de modo de acoplar la dinámica de la máquina con las ecuaciones del sistema de transmisión.

$$X_{DQ} = X_{dq} e^{-j(\frac{\pi}{2} - \delta)} \quad (3.10)$$

$$X_{dq} = X_{DQ} e^{j(\frac{\pi}{2} - \delta)} \quad (3.11)$$

$$P_e = v_d i_d + v_q i_q \quad (3.12)$$

$$Q_e = v_q i_d - v_d i_q \quad (3.13)$$

Finalmente, en la Figura 3.2, se tiene el circuito equivalente, en régimen permanente, para el modelo de tercer orden.

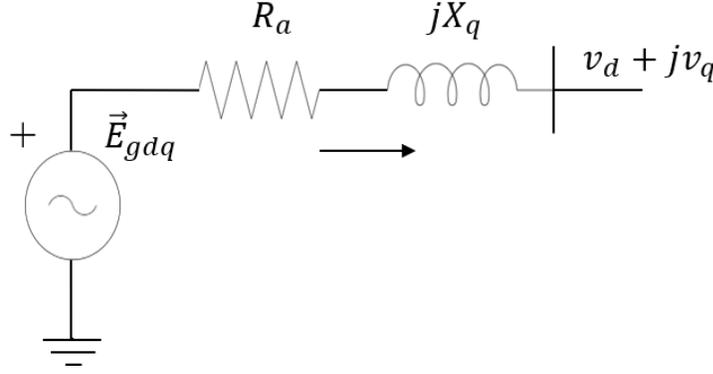


Figura 3.2: Modelo equivalente en régimen permanente del generador sincrónico.

3.3.2. Condiciones Iniciales

Posteriormente, se procede a obtener las condiciones iniciales del sistema para su incorporación como diagrama de bloques en SIMULINK. Lo primero a calcular es la variable w_{r0} , correspondiente a la velocidad del rotor, que en régimen permanente es análoga a la frecuencia del sistema, por tanto, es posible decir que $w_{r0} = 2\pi f$, en donde f es 60 Hz.

El segundo paso es calcular el ángulo δ_0 , que corresponde a la condición inicial del ángulo del voltaje en bornes del generador. Para esto, se necesita tener la corriente en bornes que está descrita como 3.14, en donde los valores de voltaje y potencia vienen dados del flujo de potencia. Entonces, el voltaje en bornes del generador en los ejes DQ se obtiene a partir de la ecuación 3.15. De esta manera, se tiene el ángulo δ que corresponde al ángulo de E_g (en grados).

$$I = \left(\frac{S}{V_{gt}}\right)^* \quad (3.14)$$

$$E_g = (R_a + j \cdot X_q)I + V_g \quad (3.15)$$

Recordando que el sistema de transmisión tiene una referencia distinta a la dq de las máquinas, se debe utilizar la transformación mostrada en 3.11 y además, debe considerarse que el valor en el eje d corresponde a la parte real de la transformación y por su parte, el valor en el eje q corresponde al valor imaginario.

$$v_d = \text{Re}(E_g) \quad (3.16)$$

$$v_q = \text{Im}(E_g) \quad (3.17)$$

El cálculo de las siguientes condiciones iniciales está relacionado con la ecuación 3.1, que describe la variación del voltaje de circuito abierto E'_q en el régimen transitorio. Entonces para calcular la tensión inicial interna del generador E_{q0} y la tensión inicial de campo E_{fd} , es necesario hacer 0 la derivada asociada a estas variables, como se ve en 3.18, de donde se obtiene que $E_{fd0} = E_{q0}$. Como ambas son incógnitas, se utilizará 3.9 para calcular E_{q0} , de donde es necesario tener el valor de la corriente inyectada a la red (I_i) en sus componentes en el eje d y q como se ha explicado con anterioridad, y también los valores de los voltajes. Con lo anterior se tiene lo mostrado en la ecuación 3.19. Otra tensión necesaria para la modelación de los generadores es E'_{q0} , cuyo valor queda descrito como la ecuación 3.7.

$$0 = \frac{1}{T'_{d0}}(E_{fd0} - E_{q0}) \quad (3.18)$$

$$E_{q0} = v_q + x_d \cdot i_d + R_a \cdot i_q \quad (3.19)$$

De la ecuación del *swing*, que es la que define la relación de los torques mecánicos (T_m) y los torques eléctricos (T_e) con la variación de la velocidad del rotor de la máquina síncrona, mostrada en 3.2, se puede obtener la condición inicial para el torque mecánico de las máquinas. Esto se hace a partir de la ecuación 3.20 de donde se obtiene que $T_{m0} = T_{e0}$ y por su parte T_{m0} puede obtenerse a partir de las ecuaciones 3.4 y 3.5. La condición inicial para el torque mecánico se muestra en 3.21.

$$0 = \frac{w_0}{2H}(T_{m0} - T_{e0}) \quad (3.20)$$

$$T_{e0} = (-x_d \cdot i_d + E_{q0}) \cdot i_q - (-x_d \cdot i_q) \cdot i_d \quad (3.21)$$

3.3.3. Regulador de velocidad

Para este caso se tiene el diagrama de bloques mostrado en la figura 3.3 del cual se desarrollará el modelo utilizando una metodología parecida a la mencionada anteriormente, es decir, primero se calcularán las condiciones iniciales y posteriormente se simulará bloque a bloque en MATLAB/SIMULINK.

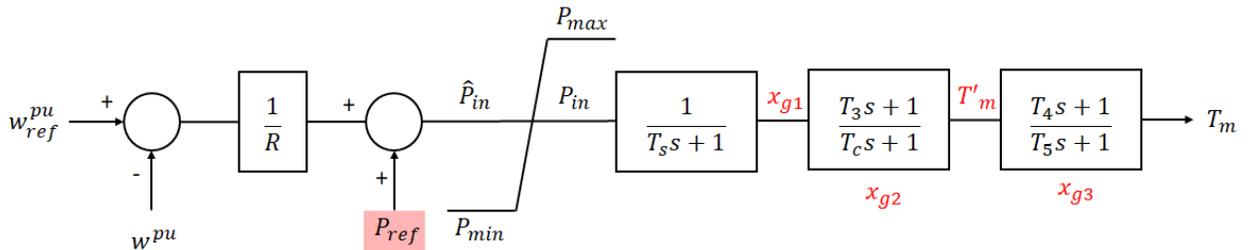


Figura 3.3: Modelo 1 regulador de velocidad.

Para el cálculo de las condiciones iniciales se procede primero a presentar el sistema de ecuaciones que describe el regulador de velocidad. Si se observa la primera función de transferencia, esta se puede escribir como la ecuación diferencial mostrada en 3.22, que relaciona la entrada P_{in} y la salida x_{g1} . Entonces lo que se debe hacer en este caso, es hacer nula la

derivada y despejar el estado que corresponde a la salida de este bloque, lo que da como resultado que la condición inicial de x_{g1} es $x_{g10} = P_{in0} = T_{m10}$.

$$\frac{dx_{g1}}{dt} = \frac{1}{T_s}(P_{in} - x_{g1}) \quad (3.22)$$

El segundo bloque con función de transferencia se le define una entrada dada por x_{g1} y una salida de T'_m , entonces la ecuación diferencial a resolver queda como 3.23 y la salida del sistema se define como 3.24. A partir de lo anterior, se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente, y queda la relación mostrada en 3.25, que corresponde a la condición inicial del estado x_{g2} que se denominará como x_{g20} .

$$\frac{dx_{g2}}{dt} = \frac{1}{T_c}(x_{g1}(1 - \frac{T_3}{T_c}) - x_{g2}) \quad (3.23)$$

$$T'_m = x_{g2} + x_{g1} \cdot \frac{T_3}{T_c} \quad (3.24)$$

$$x_{g20} = (1 - \frac{T_3}{T_c}) \cdot x_{g10} \quad (3.25)$$

Para la tercera función de transferencia se considera como entrada la variable T'_m que corresponde a la salida del segundo bloque. A partir de esto, se obtiene que la ecuación diferencial se define como 3.26. La salida, por su parte, queda representada por la ecuación 3.27, que permite calcular el valor inicial del estado x_{g3} que se denominará como x_{g30} . Esto último puede verse en la ecuación 3.28.

$$\frac{dT_m}{dt} = \frac{1}{T_5}(T'_m(1 - \frac{T_4}{T_5}) - x_{g3}) \quad (3.26)$$

$$T_m = x_{g3} + T'_m \cdot \frac{T_4}{T_5} \quad (3.27)$$

$$x_{g30} = (1 - \frac{T_4}{T_5})x_{g10} \quad (3.28)$$

En este trabajo también se utiliza el regulador de velocidad mostrado en la Figura 3.4. Para este modelo se realiza una metodología similar a la mostrada en el regulador anterior.

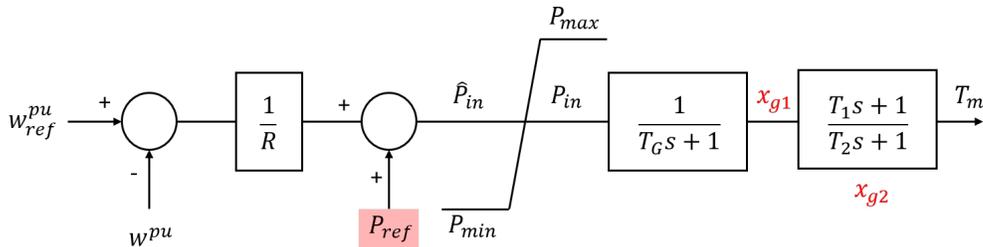


Figura 3.4: Modelo 2 regulador de velocidad.

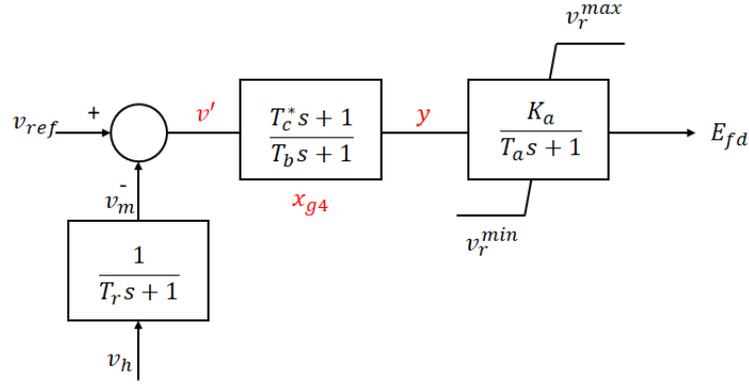


Figura 3.5: Modelo regulador de voltaje.

3.3.4. Regulador de voltaje

Para el modelo del sistema de excitación se utiliza el diagrama de bloques mostrado en la figura 3.5, para el cual se deben calcular las condiciones iniciales. Se puede observar que en este caso nuevamente se tienen tres bloques, el primero a considerar es el que genera la referencia de voltaje v_m , para el cual se tiene una entrada representado por v_h . En este, se tiene la función diferencial mostrada en 3.29, a partir de la cual si se calcula la condición inicial se obtiene que $v_{m0} = v_{h0}$ en donde v_{h0} corresponde a la tensión en los terminales de los generadores, cuyo valor inicial se obtiene del flujo de potencia.

$$\frac{dv_m}{dt} = \frac{1}{T_r}(v_h - v_m) \quad (3.29)$$

En el segundo bloque del modelo, se define la variable v' como entrada e y como salida. La ecuación que define a la función de transferencia está dada por 3.30 y la salida del sistema se representa con 3.31. La variable de entrada queda dada por $v' = v_{ref} - v_m$, con x_{g4} como el estado relacionado con la función de transferencia. Dicho esto, la condición inicial, queda dada por la ecuación 3.32.

$$\frac{dx_{g4}}{dt} = \frac{1}{T_b}\left(v'\left(1 - \frac{T_c^*}{T_b}\right) - x_{g4}\right) \quad (3.30)$$

$$y = x_{g4} + v'\frac{T_c}{T_b} \quad (3.31)$$

$$x_{g40} = v'\left(1 - \frac{T_c^*}{T_b}\right) \quad (3.32)$$

El último bloque corresponde al limitador de voltaje de campo y su estado es el voltaje de referencia V_r en la entrada del regulador. La ecuación del bloque es 3.33, de la cual se puede obtener el voltaje de referencia inicial, que corresponde a lo mostrado en 3.34.

$$\frac{dV_r}{dt} = \frac{1}{T_a}(K_a(V_{ref} - V_m) - V_r) \quad (3.33)$$

$$V_{ref} = \frac{E_{fd0}}{K_a} + V_{m0} \quad (3.34)$$

La función de transferencia, cuenta con un limitador del tipo anti-winding up, del cual se tiene que si $V_r \geq V_{rmax}$ o $V_r \leq V_{rmin}$, la salida tomará el valor que corresponda al límite. Por otra parte, se tiene como valor conocido $V_{r0} = E_{fd}$.

3.3.5. PSS

Para el modelo se utiliza un PSS como el mostrado la Figura 3.6. La modelación y datos de este elemento se encuentra en [55].

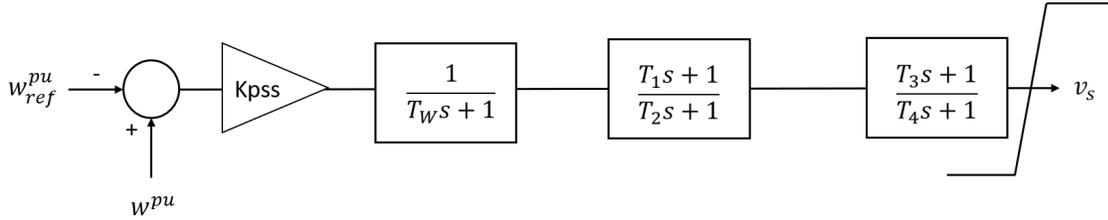


Figura 3.6: Modelo PSS.

3.4. Modelación Convertidor

El convertidor de potencia es modelado siguiendo la representación mostrada por [16] que corresponde a una estructura en cascada que cuenta con un lazo interno que controla la corriente y un lazo externo que controla la potencia y el voltaje. El convertidor se representa en el sistema como una fuente de voltaje controlada y una inductancia de acoplamiento (R_f y X_f). Además, el convertidor tiene la capacidad de proveer soporte de frecuencia y voltaje ante la ocurrencia de perturbaciones.

El circuito equivalente del convertidor se muestra en la Figura 3.7, de la cual la fuente de voltaje corresponde a la salida del convertidor, y luego V_T corresponde al voltaje en los terminales del convertidor y por tanto el voltaje de conexión a la red. En la Figura 3.8, se tiene el lazo de control de potencia activa, que cuenta con un control de droop o estatismo, definido por el parámetro R_p . Además se tiene el parámetro P_{ref} , que cuando el sistema físico se acople con el mercado, será el punto de unión entre el mercado y el convertidor.

En la Figura 3.9, se tiene el lazo de control del voltaje, en donde se tiene un filtro de medida con constante de tiempo T_r . En la Figura 3.10, se muestra el lazo de control del PLL, que para efectos de la modelación sólo se usará para medir la frecuencia y no para orientar la tensión en el punto de conexión.

En este caso se sigue una metodología similar que para los generadores convencionales, es decir, primero se calculan las condiciones iniciales de las variables del modelo del convertidor. Posteriormente, se utiliza el resultado en el modelo de SIMULINK de modo de poder simular las ecuaciones diferenciales del sistema.

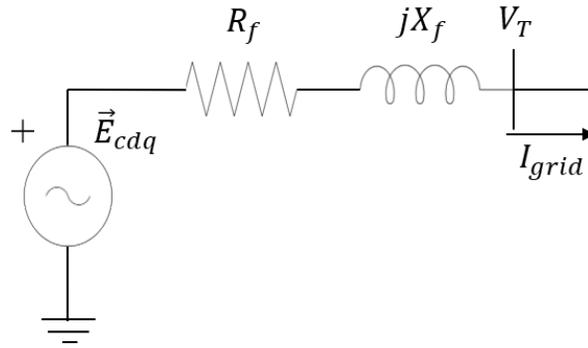


Figura 3.7: Circuito para convertidor.

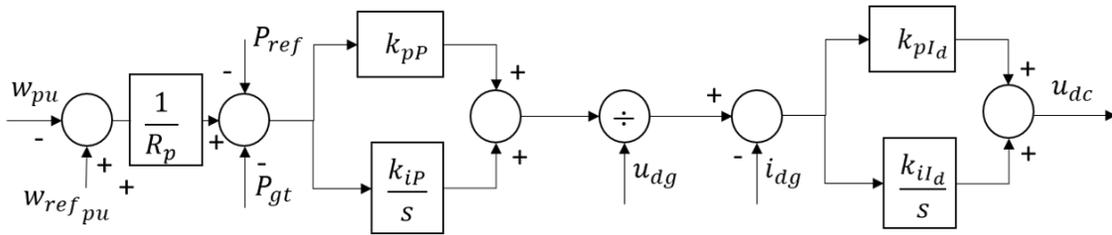


Figura 3.8: Lazo de Control de potencia activa del convertidor.

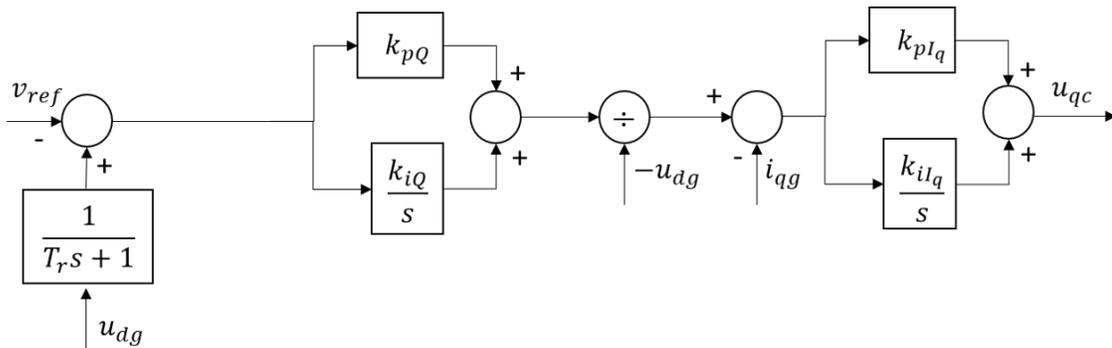


Figura 3.9: Lazo de Control de voltaje del convertidor.

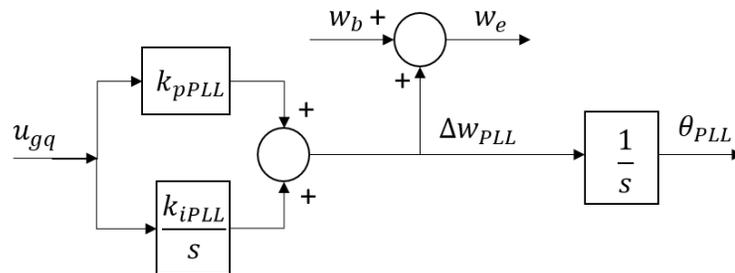


Figura 3.10: Lazo de Control de PLL.

3.5. Modelación sistema de transmisión y cargas

El sistema de transmisión es modelado usando una representación matricial utilizando el software MATLAB/SIMULINK. En este software, se tiene la herramienta de MATPOWER,

en donde se puede obtener (i) la matriz de admitancia de la red y (ii) la solución del flujo de potencia que, como se vio anteriormente, es utilizada para calcular las condiciones iniciales de cada modelo dinámico del sistema de potencia. En esta investigación, los transitorios de la red son ignorados debido a que las escalas de tiempo de interés son más lentas que las de la red. Entonces, habiendo obtenido las matrices de impedancia de la red (Z_{BUS}), cada generador y carga deben entregar una corriente a la red (I_{DQg} y I_{DQc}) de modo de obtener el voltaje en cada nodo del sistema (V_{DQTx}). Esta metodología puede ser vista de mejor manera en la figura 3.11.

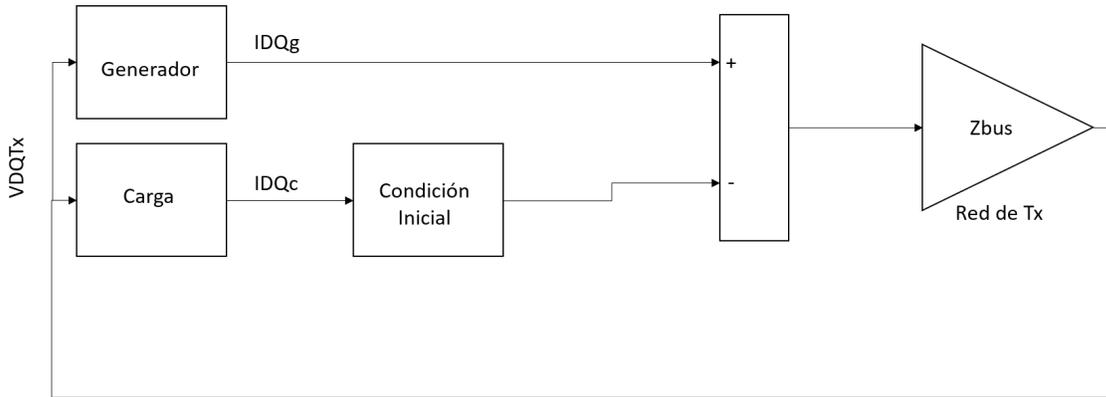


Figura 3.11: Modelación del sistema de potencia.

Las matrices de admitancia del sistema Z_{BUS} dependerán de la condición de operación (topología) en que se encuentre éste, por tanto, en el caso de que el sistema quiera ser sometido a una falla, se cambia la topología del sistema y por tanto, también cambia la matriz de impedancia [56]. Entonces Z_{BUS} cambiará dependiendo si en la simulación se está en un estado pre-falla, falla y post-falla. Como ya se ha dicho, el estado pre-falla se obtiene con la herramienta MATPOWER, por otro lado, para el caso de la matriz de falla se debe modificar la matriz de impedancia dependiendo de la perturbación que se esté simulando. En particular, para este trabajo se considera un cortocircuito, que se puede representar como una impedancia muy pequeña en alguna barra. En este caso, esto es 0,0014 % de la impedancia de cortocircuito, de este modo se puede simular un voltaje muy cercano a 0 en la barra de falla. Finalmente, en la matriz post-falla se considera que la red vuelve a su topología inicial, por tanto se supone que el sistema queda como era previamente a la falla, es decir $Z_{BUSPREFALLA} = Z_{BUSPOSTFALLA}$.

En la figura 3.1, es posible observar como se une la matriz de impedancia del sistema de transmisión con la dinámica de las cargas. En particular, dentro de la clasificación "Comportamiento físico", se tiene la dinámica de cada carga y además según lo observado en la figura 3.11, se tiene un bloque a la salida llamado condiciones iniciales. Este bloque se usa para mitigar los bucles algebraicos [57]. Estos bucles aparecen cuando una carga de impedancia, corriente o potencia constante (o ZIP por sus siglas en inglés) es incluida en la simulación y dos subsistemas compuestos sólo por ecuaciones algebraicas se vuelven dependientes entre sus salidas. En este caso, se tiene un subsistema con las ecuaciones algebraicas de las cargas ZIP y otro subsistema con las ecuaciones algebraicas de la red de transmisión.

Las cargas en esta investigación son modeladas como impedancia constante, sin embargo, cuando ellas participan activamente a partir de las señales del mercado, se comportan co-

mo cargas de potencia variable. Esto, significa que la carga cambia su consumo de acuerdo al resultado del mercado. Las ecuaciones que describen el comportamiento de la carga son mostradas en 3.35 y en 3.36, en donde a y b pueden ser elegidos para representar la característica de voltaje de la carga. En las ecuaciones, P_L y Q_L son la potencia activa y reactiva, respectivamente, de la carga, y P_0 y Q_0 son los valores iniciales de estas. En este trabajo tanto a como b son fijados como 2, ya que las cargas son modeladas como impedancia constante. Finalmente, para efectos del presente trabajo el valor de P_0 cambia a P_{dref} cuando las cargas participan activamente en el mercado, lo que provoca que la carga se vaya ajustando de acuerdo al mercado cuando se pierde el balance en el sistema. Por último, la potencia reactiva Q_0 se mantiene constante y de acuerdo al valor obtenido en el flujo de potencia, tanto cuando las cargas participan en el mercado, como cuando no.

$$P_L = P_0 \left(\left| \frac{V}{V_0} \right| \right)^a \quad (3.35)$$

$$Q_L = Q_0 \left(\left| \frac{V}{V_0} \right| \right)^b \quad (3.36)$$

3.6. Modelación del Mercado Eléctrico

Para esta investigación el mecanismo dinámico de mercado cumple un rol similar al AGC, en donde se tiene el objetivo de mantener el balance en tiempo real para el sistema. Para lograr esto, el mecanismo de mercado varía las potencias de referencia, de los generadores y cargas, cuando se observan variaciones en el precio de mercado. De acuerdo a lo revisado previamente en la literatura, este tipo de esquema tiene varias ventajas para las redes del futuro, entre las cuales se encuentra la participación activa de las cargas en la restauración del balance de potencia y también, un mecanismo más eficiente ante el aumento en la penetración de las ERNC.

3.6.1. Modelación Convencional

El modelo del mercado dinámico se obtiene utilizando el método del gradiente, que permite re-formular un problema de optimización con el objetivo de resolverlo de manera iterativa y dinámica. De esta forma, es posible utilizar una modelación que permita evaluar el mercado con herramientas del control de sistemas. Dicho esto, para obtener el modelo del mercado se parte desde un problema simplificado de flujo óptimo de potencia (OPF, por sus siglas en inglés), como el que se muestra en la ecuación 3.38. En este se tiene como función objetivo la función de bienestar social S_W , que corresponde a la diferencia entre la utilidad de los consumidores y los costos de los generadores, según se observa en la ecuación 3.37. Las utilidades de los consumidores y el costo de los generadores se definen según las ecuaciones 3.39 y 3.40.

$$S_W = \sum_{j \in N_d} U_{dj}(P_{dj}) - \sum_{i \in N_g} C_{gi}(P_{gi}) \quad (3.37)$$

$$\begin{aligned} \max \quad & S_W = \min -S_W(x) \\ \text{s.a.} \quad & - \sum P_{gi} - \sum (P_{gl} + \Delta_{wl}) + \sum P_{dj} = 0, \end{aligned} \quad (3.38)$$

$$C_{gi}(P_{gi}) = b_{gi}P_{gi} + \frac{c_{gi}}{2}P_{gi}^2 \quad (3.39)$$

$$U_{dj}(P_{dj}) = b_{dj}P_{dj} + \frac{c_{dj}}{2}P_{dj}^2 \quad (3.40)$$

En la ecuación 3.38 se puede asociar un multiplicador de lagrange, λ , a la restricción asociada al balance. Con esto se calcula el Lagrangeano y se aplican las condiciones de KKT, en donde P_{gi}^* corresponde a la cantidad de potencia que debe producir cada unidad generadora, P_{dj}^* es la cantidad de potencia consumida por las cargas y λ^* corresponde al precio de mercado.

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \sum C_{gi}(P_{gi}) + \sum (C_{gl}(P_{gl}) + C_{wl}(\Delta_{wl})) - \sum U_{dj}(P_{dj}) \\ & + \lambda(-\sum P_{gi} - \sum (P_{gl} + \Delta_{wl}) + \sum P_{dj}) \end{aligned} \quad (3.41)$$

Las condiciones de KKT son las siguientes:

$$\left. \frac{d(C_{gi}(P_{gi}))}{dP_{gi}} \right|_{P_{gi}^*} - \lambda^* = 0 \quad (3.42)$$

$$\left. \frac{d(C_{gl}(P_{gl}))}{dP_{gl}} \right|_{P_{gl}^*} - \lambda^* = 0 \quad (3.43)$$

$$\lambda^* - \left. \frac{d(U_{dj}(P_{dj}))}{dP_{dj}} \right|_{P_{dj}^*} = 0 \quad (3.44)$$

$$-\sum_{i \in N_g} P_{gi}^* + \sum_{j \in N_d} P_{dj}^* = 0 \quad (3.45)$$

A partir de las condiciones anteriores y utilizando el método primal dual del punto interior[46], se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\tau_{gi} \dot{P}_{gi}(t) = \nabla_{P_{gi}} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dj}, \lambda) \quad (3.46)$$

$$\tau_{gl} \dot{P}_{gl}(t) = \nabla_{P_{gl}} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dj}, \lambda) \quad (3.47)$$

$$\tau_{dj} \dot{P}_{dj}(t) = \nabla_{P_{dj}} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dj}, \lambda) \quad (3.48)$$

$$\tau_{\lambda} \dot{P}_{\lambda}(t) = \nabla_{P_{\lambda}} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dj}, \lambda) \quad (3.49)$$

En las ecuaciones anteriores, aparecen las constantes τ_{gi} , τ_{gl} , τ_{dj} y τ_{λ} , que toman un valor positivo y tienen la función de controlar la razón de cambio del gradiente. Para efectos de la presente investigación estas variables estarán relacionadas con la tasa de cambio que tienen las variables correspondientes. En particular, para las constantes τ_{gi} y τ_{gl} se interpretarán como la relación entre el precio de mercado y la rampa de cada generador, para el caso de la

constante τ_{dj} se interpreta como la elasticidad de la demanda. Por su parte, la constante τ_λ representa la velocidad de actualización del mercado.

Finalmente, el modelo de mercado queda definido por las ecuaciones 3.50-3.52:

$$\tau_{gi}\dot{P}_{gi} = -b_{gi} - c_{gi}P_{gi} + \lambda \quad (3.50)$$

$$\tau_{gl}\dot{P}_{gl} = -b_{gl}\Delta_{gl} - c_{gl}\Delta_{gl}^2P_{gl} + \lambda \quad (3.51)$$

$$\tau_{dj}\dot{P}_{dj} = b_{dj} + c_{dj}P_{dj} - \lambda \quad (3.52)$$

$$\dot{\lambda} = \sum_{i=1}^m P_{gi} - \sum_{j=1}^n P_{dj} \quad (3.53)$$

En donde, P_{gi} representa la potencia generada por el productor i , P_{dj} es la potencia consumida por el consumidor j , el término $b_{gi} + c_{gi}P_{gi}$ corresponde al costo marginal del productor i , $b_{dj} + c_{dj}P_{dj}$ es el beneficio marginal del consumidor j y λ corresponde al precio de la potencia. Para los generadores no convencionales se utilizará la modelación presentada en [17], que se representa según la ecuación 3.51. El comportamiento de los participantes se puede describir de la siguiente manera:

- Cuando el precio λ excede el costo marginal de los generadores, estos aumentan su producción de potencia hasta que ambos se igualen.
- Cuando el precio de la potencia es menor al beneficio marginal, se aumenta el consumo de las cargas.

La dinámica del precio se representa según la ecuación 3.53. En ésta, el precio λ varía según el desbalance entre generación y demanda. Por tanto, en condiciones normales, la ecuación dinámica del precio tiene un valor nulo, sin embargo, si ocurre un desbalance en el sistema eléctrico, esa ecuación es la encargada de definir cómo varía el precio según el desbalance.

3.6.2. Modelación con fuentes ERNC

Para el caso de los generadores del tipo ERNC, se propone utilizar las ecuaciones para los generadores presentadas en el modelo dinámico de mercado de [47], en donde se asume que los generadores eólicos son competitivos y que por tanto, participan en el mercado como los generadores convencionales. Con esto, se busca no utilizar la aproximación de modelarlos como demandas negativas. Por otra parte, también el modelo incorpora la incertidumbre del recurso, que se encuentra representada por Δ_{wl} , dado por la ecuación 3.54. Además, se considera que el costo del generador eólico es cercano a cero, por tanto el costo que se utilizará para representar el comportamiento dinámico es en el que se incurre al utilizar ciertos generadores como reserva ($c_{wi}\Delta_{Gi}^2P_{Gi} - b_{wi}\Delta_{Gi}$), debido a la incertidumbre del mercado. En este punto, es importante mencionar que el mercado de reservas se considera en un segmento de mercado aparte, independiente del mercado de energía. Finalmente la ecuación que describe el comportamiento dinámico del generador eólico queda dado por 3.55.

$$\Delta_{wl} = P_{Gl}\Delta_{Gl} \quad (3.54)$$

$$\tau_{Gi}\dot{P}_{Gi} = \rho - (c_{Gi} + c_{wi}\Delta_{Gi}^2)P_{Gi} - (b_{Gi} + b_{wi}\Delta_{Gi}) \quad (3.55)$$

3.7. Entorno de simulación

A partir de los modelos mostrados con anterioridad, se construye el sistema acoplado en el entorno Matlab/Simulink. Para esto, se sigue la metodología resumida en la Figura 3.12.

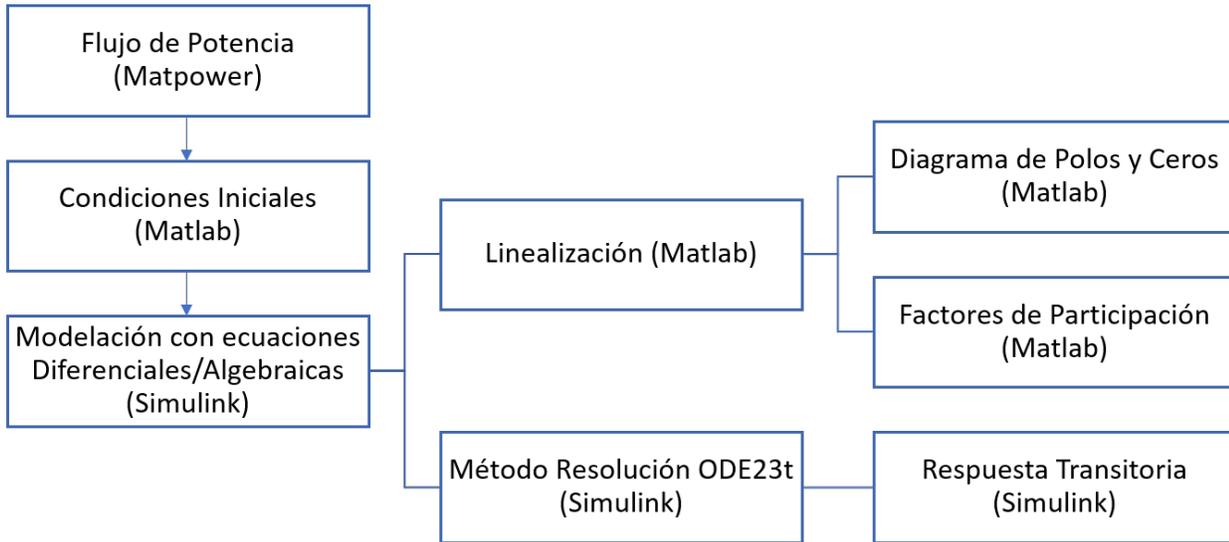


Figura 3.12: Metodología para la Simulación.

El primer paso corresponde al cálculo de las condiciones iniciales de cada modelo que compone el sistema acoplado, en donde se busca conocer el despacho de los generadores, el voltaje de las barras del sistema, el valor de las referencias de potencia que entrega el mercado y el valor inicial del precio de mercado. Con el objeto de obtener estos valores, desde Matlab se utiliza la herramienta Matpower, que corre un flujo de potencia, a partir de planillas con datos básicos del sistema de potencia a estudiar. Cuando se obtiene el resultado del flujo de potencia, se procede a calcular las condiciones iniciales de cada subsistema (sistema físico y mercado). Para el caso del sistema físico, se calculan las condiciones iniciales de cada ecuación diferencial que componen los modelos, siguiendo la metodología mostrada con anterioridad. De la misma forma, con las ecuaciones diferenciales que representa el mercado, y asumiendo un precio de mercado y costos/beneficios de cada generador/demanda, se calcula el valor inicial para cada estado que representa al mercado.

Las condiciones iniciales calculadas en la primera etapa servirán como entrada para el sistema modelado en el entorno Simulink. En particular, para desarrollar el modelo en dicho entorno, se sigue la metodología tal cual se ha descrito en esta sección, es decir, se modela en Simulink cada ecuación diferencial y algebraica para cada componente del sistema físico y el mercado. De esta forma, se logra tener una modelación no lineal, que permite obtener tanto una respuesta transitoria como realizar un análisis de pequeña señal, lo cual se encuentra dentro del marco de esta investigación. Para poder llevar a cabo una simulación de respuesta transitoria se utiliza un algoritmo continuo de resolución trapezoidal, de modo de reducir los tiempos de simulación. En el caso de la respuesta en pequeña señal, se debe linealizar el

sistema en su conjunto. Para hacer esto, el software Simulink permite indicar una entrada y salida al sistema no lineal, que puede ser procesada a partir del script de Matlab con la función *Linearize*, entregando una aproximación lineal del modelo en Simulink. Con dicha función, es posible obtener un modelo en espacio de estados, que permite utilizar herramientas de análisis como el diagrama de polos y ceros, diagrama de bode, Nyquist, etc.

En particular, para los objetivos del presente estudio el modelo de espacio de estados se utiliza para calcular el diagrama de polos y ceros, a partir del mismo script de Matlab. También, con la información disponible es posible calcular los factores de participación, en donde cada estado podrá ser identificado según el nombre que se le da a los integradores que componen cada ecuación diferencial, en el entorno de Simulink.

Capítulo 4

Casos de Estudio

A continuación, se presentarán los dos casos que serán utilizados para el estudio del acoplamiento del mercado.

4.1. Sistema IEEE de 9 Barras

La red de 9 barras de la IEEE, cuenta con 3 generadores y 3 consumos, se utiliza en el estudio para evaluar el comportamiento del sistema acoplado y poder estudiar sus sensibilidades.

4.1.1. Datos de Red

Los datos del sistema físico de 9 barras se obtienen de [58]. La topología de la red se muestra en la Figura 4.1.

Los controladores del sistema de sistema de 9 barras son los descritos en el Capítulo 3. Los datos del regulador de velocidad se muestran en la figura

4.1.2. Modelación del Sistema

La modelación del sistema físico se lleva a cabo utilizando la metodología descrita en el Capítulo 3. En este sistema se utiliza el modelo del regulador de velocidad mostrado en la Figura 3.4 y el regulador de voltaje de la Figura 3.5. Los datos utilizados para los modelos descritos serán listados a continuación. En la Tabla 4.1, se muestran los parámetros utilizados para el regulador de velocidad de los generadores convencionales. En la Tabla 4.2 se muestran los datos utilizados para el regulador de voltaje de los generadores convencionales. Por su parte, en la Tabla 4.3, se tienen los datos del modelo del convertidor que se usa para representar un generador no convencional, que para efectos de la presente investigación, corresponde a un generador del tipo ERNC.

Lo anterior, correspondían a los datos utilizados para la modelación del sistema físico, sin embargo, para poder estudiar el acoplamiento se requieren los datos asociados al mercado. En particular, se usan como base los datos mostrados en [14] y en [46]. Se asume también que

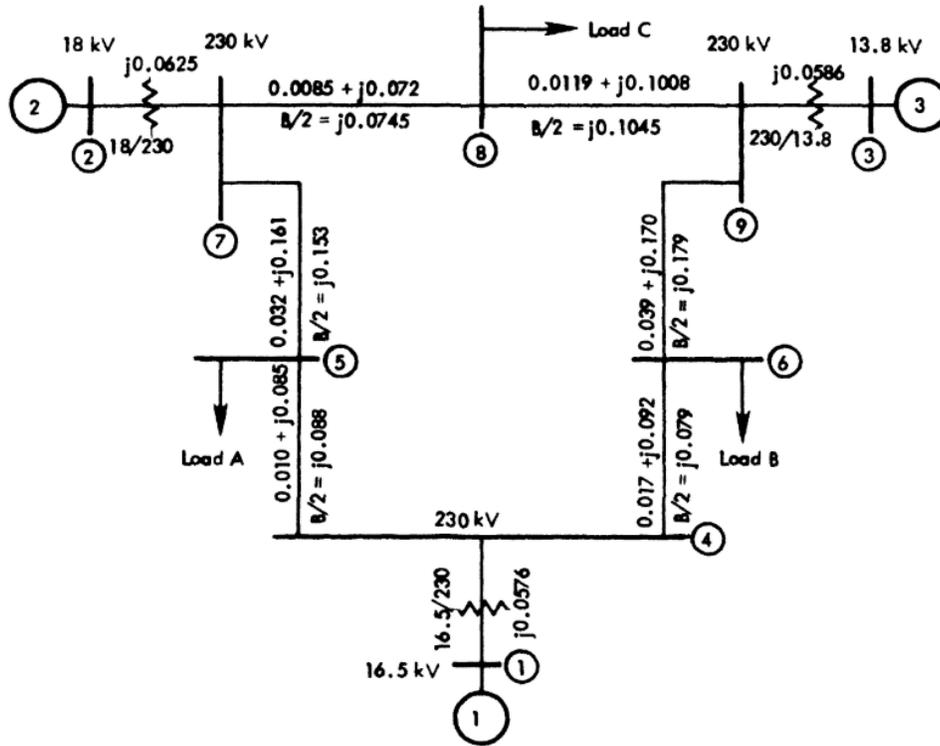


Figura 4.1: Datos de Red de 9 barras de la IEEE [58].

Tabla 4.1: Datos del Regulador de velocidad para la Red de 9 barras

Parámetro	Valor
R	0,05
TG	0,50
Pmax	1.98
Pmin	0,30
T1	1,00
T2	10,0

Tabla 4.2: Datos de AVR para la Red de 9 barras.

Parámetro	Valor
Vrmax	5,00
Vrmin	-5,00
Ka	10,00
Ta	0,005
Tc	1,000
Tb	10,00
Tr	0,010

Tabla 4.3: Datos Convertidores Electrónicos para la Red de 9 barras.

Parámetros	Valores
Rf	0,001
Xf	0,020
kp	0,500
ki	25,00
kiP	40,00
kpP	0,400
kpId	0,400
kiId	90,00
kpIq	0,400
kiIq	90,00
Trf	0,010
Rp	0,050
kp _{PLL}	10,00
ki _{PLL}	30,00

el precio de mercado en el equilibrio es 40 $\$/MWh$. Entonces, los costos de los generadores y los beneficios de los consumidores se calculan asumiendo dicho precio de mercado y según el despacho económico que se calcula utilizando la herramienta MATPOWER de MATLAB, y los datos de la red física anteriormente citados. En la Tabla 4.4, se encuentran los datos de los generadores y en la Tabla 4.5 se encuentran los datos de las demandas. En donde τ_g y τ_d se encuentran en $[\$/MWh]/[MW/s]$, c_g y c_d tienen la unidad de $\$/MW^2h$ y b_g con b_d tienen la unidad de $\$/MWh$.

Tabla 4.4: Datos Mercado Generadores de la Red de 9 Barras.

gen	Bus	t_g	c_g	b_g
1	1	15	0.2	39.86
2	2	10	0.1	39.84
3	3	13	0.2	39.83

Tabla 4.5: Datos Mercado Demandas para Red de 9 Barras.

Bus	t_d	c_d	b_d
5	2	-0.1	40.13
6	2	-0.5	40.45
8	2	-0.3	40.30

Cuando se tiene penetración de energías renovables, se ajustan los precios del mercado, ya que este tipo de tecnologías cuentan con costos mucho más bajos que los de los generadores convencionales. Los parámetros de mercado de este tipo de generadores se listan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Datos Mercado Generadores No Convencionales para Red de 9 Barras.

Bus	t_g	c_g	b_g	Δ_{GL}	c_{wl}	b_{wl}
1	15	0.05	21.42	0.05	0.05	26
2	10	0.1	39.84	0	0	0
3	13	0.05	21.41	0.05	0.05	26

4.1.3. Escenarios de Estudio

Para el sistema de 9 barras, se realizan 4 casos de estudio, con el objeto de probar la metodología planteada anteriormente. Se quiere estudiar cómo se comporta el mecanismo de mercado acoplado con el sistema físico en sus distintas variantes, es decir, partiendo desde un caso base sólo considerando el acoplamiento entre el mercado y el sistema, para luego agregar demanda flexible y generación variable. También con este sistema, se busca estudiar el impacto de la variación de los parámetros de mercado en el sistema en su conjunto y también ver cómo se comporta la metodología propuesta al hacer análisis transitorios.

Los casos de estudio son tabulados con las letras de la A a la D. El caso A corresponde al análisis de estabilidad del sistema mediante la comparación de polos y ceros para distintos sistemas, el caso B corresponde al estudio de la sensibilidad del sistema ante variaciones en el parámetro τ_λ del mercado. En el caso C se estudia la sensibilidad del sistema ante cambios en la elasticidad de la demanda, es decir, cambios en el parámetro τ_d de las demandas. Finalmente, se tiene el caso D en donde se eligen algunos casos de interés y se estudia su comportamiento transitorio ante un cortocircuito de duración de 120 [ms] en la barra 3.

Por otro lado, los casos anteriores se estudian para distintas combinaciones de modelos y sistemas. En la Figura 4.2, se muestra la distribución de escenarios tanto para los distintos casos de estudio (A-D) y los sistemas. Las siglas de los sistemas tienen que ver con las distintas combinaciones de modelo que se incorporan en la red de 9 barras. El sistema M corresponde al modelo de mercado solo, sin considerar el acoplamiento con el sistema físico. El sistema A corresponde al sistema físico acoplado con el mercado. Las letras que acompañan a los sistemas anteriores corresponden a la incorporación de demandas flexibles (D) y de convertidores que modelan ERNC (R).

Casos de Estudio Sistema 9 Barras										
Sistema	A	B1	B2	B3	C1	C2	C3	D1	D2	D3
M										
M+D										
M+R										
M+D+R										
A										
A+D										
A+R										
A+D+R										

Figura 4.2: Tabulación de casos para sistema de 9 barras.

En la Tabla 4.7 se presentan los parámetros utilizados para los escenarios listados ante-

riormente. La constante τ_λ tiene unidades de $[s]/[\$/MWh]$.

Tabla 4.7: Parámetros Escenarios sistema 9 barras.

Estudio	τ_λ	τ_d
A	5.0	2.0
B1	1.0	2.0
B2	5.0	2.0
B3	6.5	2.0
C1	5.0	2.0
C2	5.0	4.0
C3	5.0	1.0
D1	5.0	4.0
D2	5.0	1.0
D3	1.0	1.0

4.2. Sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra

La red IEEE de 39 barras es comúnmente conocida como la red de 10 máquinas de Nueva Inglaterra y su topología se muestra en la figura 4.3.

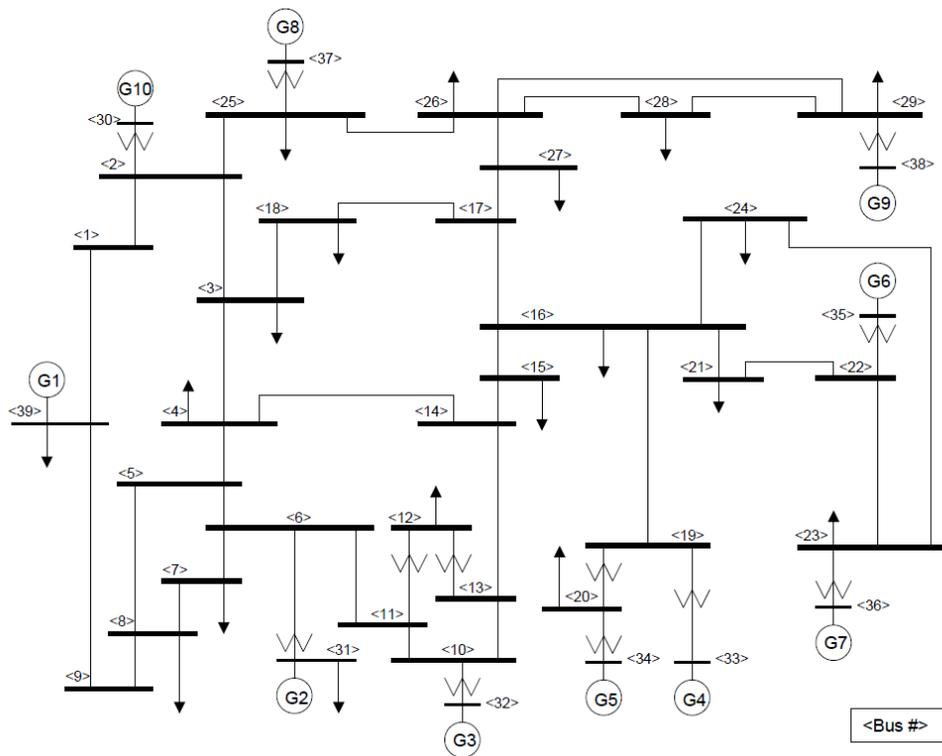


Figura 4.3: Datos de Red de 39 barras de la IEEE.

4.2.1. Datos de Red

Los datos del sistema físico se encuentran en [59]. Para el caso del mercado se tienen los datos dados por [14], de donde se eligen los costos y parámetros de mercado de tal manera

de obtener 40 $\$/MWh$ como precio de energía.

4.2.2. Modelación del Sistema

La modelación del sistema físico se lleva a cabo utilizando la metodología descrita en el Capítulo 3. Para este sistema se utiliza el regulador de velocidad de la Figura 3.3, el regulador de voltaje de la Figura 3.5 y el PSS de la Figura 3.6. Los datos utilizados para los distintos controladores serán especificados a continuación. En la Tabla 4.8 se presentan los datos utilizados para el regulador de velocidad de los generadores convencionales del sistema. Por su parte, en la tabla 4.9, se muestra los datos correspondientes al regulador de voltaje. Además, en este sistema se cuenta con un PSS que permite disminuir las oscilaciones inter-área entre el generador 1 y el resto del sistema. Los datos para el PSS se muestran en la Tabla 4.10.

Para los generadores no convencionales, que en esta investigación se modelan con un convertidor, se tienen los datos mostrados en la Tabla 4.11. Los estatismos considerados en el modelo están explicitados en la Tabla 4.12.

Tabla 4.8: Datos Regulador de Velocidad para la red de 39 barras.

Unit No.	R	Ts	Tc	T3	T4	T5	Pmin(p.u.)	Pmax(p.u.)
1	0.002	0.1	0.5	0	1.25	5	0	11
2	0.003	0.1	0.5	0	1.25	5	1.5	5.95
3	0.003	0.1	0.5	0	1.25	5	2	6.8
4	0.003	0.1	0.5	0	1.25	5	2	6.8
5	0.003	0.1	0.5	0	1.25	5	2	6.8
6	0.003	0.1	0.5	0	1.25	5	2	6.8
7	0.003	0.1	0.5	0	1.25	5	1.5	5.95
8	0.003	0.1	0.5	0	1.25	5	1.5	5.95
9	0.002	0.1	0.5	0	1.25	5	2.5	8.5
10	0.002	0.1	0.5	0	1.25	5	0	8.5

Tabla 4.9: Datos Regulador de Voltaje para red de 39 barras.

Unit No.	Tr	Ka	Ta	TB	TC	Vstp	Efdmax	Efdmin
1	0.01	10	0.015	10	1	1.03	5	-5
2	0.01	10	0.015	10	1	0.982	5	-5
3	0.01	10	0.015	10	1	0.9831	5	-5
4	0.01	10	0.015	10	1	0.9972	5	-5
5	0.01	10	0.015	10	1	1.0123	5	-5
6	0.01	10	0.015	10	1	1.0493	5	-5
7	0.01	10	0.015	10	1	1.0635	5	-5
8	0.01	10	0.015	10	1	1.0278	5	-5
9	0.01	10	0.015	10	1	1.0265	5	-5
10	0.01	10	0.015	10	1	1.0475	5	-5

Para el mercado se asume un precio de mercado en equilibrio de τ_λ , que permite obtener los costos de los generadores y beneficios de los consumidores. Para esto se debe tener en

Tabla 4.10: Datos PSS de la red de 39 barras.

Unit No.	K	Tw	T1	T2	T3	T4	VPSSmax	VPSSmin
1	0.00265258	10	5	0.6	3	0.5	0.2	-0.2
2	0.00132629	10	5	0.4	1	0.1	0.2	-0.2
3	0.00132629	10	3	0.2	2	0.2	0.2	-0.2
4	0.00530516	10	1	0.1	1	0.3	0.2	-0.2
5	0.00265258	10	1.5	0.2	1	0.1	0.2	-0.2
6	0.01061033	10	0.5	0.1	0.5	0.05	0.2	-0.2
7	0.01989437	10	0.2	0.02	0.5	0.1	0.2	-0.2
8	0.00530516	10	1	0.2	1	0.1	0.2	-0.2
9	0.00265258	10	1	0.5	2	0.1	0.2	-0.2
10	0.00530516	10	1	0.05	3	0.5	0.2	-0.2

Tabla 4.11: Datos Convertidores Electrónicos para la Red de 39 barras.

Parámetros	Valores
Rf	0.0008
Xf	0.0242
kp	0.40
ki	40.0
kiP	40.0
kpP	0.40
kpId	0.40
kiId	90.0
kpIq	0.40
kiIq	90.0
Trf	0.01
Rp	(*)
kpPLL	10.0
kiPLL	30.0

Tabla 4.12: Datos de estadismo para Modelo de Convertidores (ERNc) para el sistema de 39 barras.

Unit No.	R (p.u. BC)	Pmin	Pmax
1	0.005	0	11.0
2	0.008	1.5	5.95
3	0.007	2.0	6.80
4	0.007	2.0	6.80
5	0.007	2.0	6.80
6	0.007	2.0	6.80
7	0.008	1.5	5.95
8	0.008	1.5	5.95
9	0.006	2.5	8.50
10	0.006	0	8.50

cuenta que el mercado se acoplará el sistema, entonces, los costos y beneficios deben ser tales que se obtenga el despacho económico o condición inicial del sistema físico. Dicho esto, los datos de mercado para los generadores se muestran en la Tabla 4.13 y los datos para los consumidores se presentan en la Tabla 4.14.

Tabla 4.13: Datos Modelo Mercado Generadores para Red de 39 Barras.

gen	Bus	t_g	c_g	b_g
1	39	35	0.6	34.00
2	31	30	0.7	36.66
3	32	25	0.7	35.45
4	33	30	0.8	34.94
5	34	25	0.8	35.94
6	35	30	0.8	34.80
7	36	30	1.0	34.40
8	37	30	0.8	35.68
9	38	30	0.8	33.36
10	30	35	0.8	38.00

Tabla 4.14: Datos Mercado Demandas para Red de 39 Barras.

Bus	t_d	c_d	b_d
3	10	-0.8	42.576
4	10	-0.7	43.500
7	10	-0.6	41.403
8	10	-0.6	43.132
12	10	-0.8	40.060
15	10	-0.8	42.560
16	10	-0.7	42.303
18	10	-0.6	40.948
20	10	-0.8	45.024
21	10	-0.7	41.918
23	10	-0.7	41.733
24	10	-0.6	41.852
25	10	-0.6	41.344
26	10	-0.7	40.973
27	10	-0.7	41.967
28	10	-0.8	41.648
29	10	-0.7	41.985
31	10	-0.8	40.074
39	10	-0.6	46.624

Finalmente, para los casos en que se considere penetración de generación renovable se utilizarán los costos presentados en la Tabla 4.15. Para penetraciones menor a 80 % se considerarán los costos combinados de las Tabla 4.13 y 4.15, reemplazando los valores dependiendo de qué generadores se reemplacen. En particular, los generadores que se reemplazan son del

2 al 9, entonces cuando se habla de un 30% de penetración se reemplazan los generadores 2-4, para 50% se reemplazan los generadores 2-6, para 70% se reemplazan los generadores 2-8.

Tabla 4.15: Datos Mercado Generadores No Convencionales para red de 39 Barras (con 80% de penetración).

gen	Bus	t_g	c_g	b_g	Δ_{GL}	c_{wl}	b_{wl}
1	39	35	0.6	34	0	0	0
2	31	30	0.05	22.10513	0.01	0.05	26
3	32	25	0.05	22.01867	0.01	0.05	26
4	33	30	0.05	22.02767	0.01	0.05	26
5	34	25	0.05	22.08967	0.01	0.05	26
6	35	30	0.05	22.01867	0.01	0.05	26
7	36	30	0.05	22.06367	0.01	0.05	26
8	37	30	0.05	22.07367	0.01	0.05	26
9	38	30	0.05	21.92866	0.01	0.05	26
10	30	35	0.8	38	0	0	0

4.2.3. Escenarios de Estudio

Para el sistema de 39 barras, se realizan 3 casos de estudio, que al igual que en el sistema de 9 barras, buscan validar la metodología propuesta con anterioridad. Sin embargo, aprovechando las características del sistema, que cuenta con una mayor cantidad y distribución de demandas y generadores, los casos se eligen de modo de realizar un análisis de la influencia de la penetración tanto de demandas flexibles como de generadores variables.

Los casos son tabulados con las letras de la E a la G. El caso E corresponde a la comparación de los polos y ceros para distintos sistemas, el caso F corresponde al estudio de los efectos de la penetración de demanda flexible y generación ERNC. Finalmente se incluye un caso G que estudia una selección de escenarios del caso F, a los cuales se les estudia su respuesta transitoria a un cortocircuito de 100 [ms] en la barra 16 del sistema.

Los casos anteriores se estudian para distintas combinaciones de modelos y sistemas. En la Figura 4.4 se muestra la distribución de escenarios tanto para los distintos casos de estudio (E-G) como para los distintos sistemas. Las siglas de los sistemas tienen relación con las distintas combinaciones de modelos que se incorporan en la red de 39 barras. El sistema M corresponde al mercado solo sin considerar el acoplamiento con el sistema físico. El sistema A corresponde al sistema físico acoplado con el mercado. Finalmente, las letras que acompañan a los sistemas anteriores indican la penetración de demandas flexibles (D) y de los convertidores que modelan a las ERNC (R).

A continuación se presenta un resumen de los distintos parámetros que se tiene en cada escenario:

Casos de Estudio Sistema 39 Barras								
Sistema	E	F1	F2	F3	F4	F5	G1	G2
M								
M+D								
M+R								
M+D+R								
A								
A+R								
A+D								
A+D+R(10%)								
A+D+R(30%)								
A+D+R(50%)								
A+D+R(70%)								
A+D+R(80%)								

Figura 4.4: Tabulación de casos para sistema de 39 barras.

Tabla 4.16: Descripción de escenarios Sistema 39 Barras.

Estudio	Descripción	τ_λ	τ_d
E	Comparación	8.0	10.0
F1	1 Demanda Flexible	5.0	10.0
F2	5 Demanda Flexible	5.0	10.0
F3	10 Demanda Flexible	5.0	10.0
F4	15 Demanda Flexible	5.0	10.0
F5	19 Demanda Flexible	5.0	10.0

Capítulo 5

Resultados y Análisis

En esta sección se presentan y discuten los resultados de los escenarios presentados en la sección 4.3. Posteriormente se analiza el impacto que tiene la incorporación de características propias de las redes inteligentes, como la respuesta de demanda y alta penetración de convertidores.

5.1. Resultados Sistema de 9 Barras

5.1.1. Comparación entre Sistemas

En la figura 5.1 se presenta un diagrama de polos y ceros para la comparación entre los distintas combinaciones de sistema cuando sólo se modela el mercado, con sus respectivas ecuaciones diferenciales, sin considerar el acoplamiento con el sistema físico. En el diagrama de polos y ceros, se observan cuatro escenarios, la letra M corresponde al escenario donde se consideran la dinámica de mercado de los generadores y la del precio. El escenario M+D corresponde a una modelación que considera la dinámica de mercado de los generadores, precio y también, la de las demandas flexibles. El escenario M+R incluye el reemplazo de dos de los generadores sincrónicos del sistema de 9 barras, por convertidores, por tanto se reemplaza la ecuación dinámica de mercado que representa a las máquinas convencionales, por la que representa a los generadores renovables y que involucra costos más bajos. Finalmente el cuarto escenario corresponde a un sistema que incluye tanto el reemplazo de los generadores sincrónicos por convertidores, como la inclusión de demandas flexibles.

Para el mecanismo dinámico de mercado, es posible observar que se tienen polos complejos en el lado izquierdo del plano, en todos los casos, lo que quiere decir que se tiene una respuesta estable que decae sinusoidalmente. Para el escenario M+R, los polos complejos conjugados se acercan al eje real respecto al caso donde no se consideran las ecuaciones de las renovables. Esto, se puede interpretar como que la respuesta se hace más oscilatoria cuando se consideran las renovables en el mercado que cuando sólo se modela el comportamiento de los generadores convencionales. En la práctica, la principal diferencia entre ambas ecuaciones es el hecho de que se tienen costos menores, por tanto si se asume que se tiene un cierto nivel de reserva para la regulación del desbalance, entonces los generadores renovables serían los primeros

en cambiar su potencia de referencia. Por otro lado, para los escenarios en donde se tienen demandas flexibles es posible observar dos pares de polos complejos conjugados, que están más alejados del eje real que para el caso sin demandas flexibles, por lo que gráficamente se observa que cuando se agregan demandas flexibles, se tiene una mayor amortiguación en la respuesta.

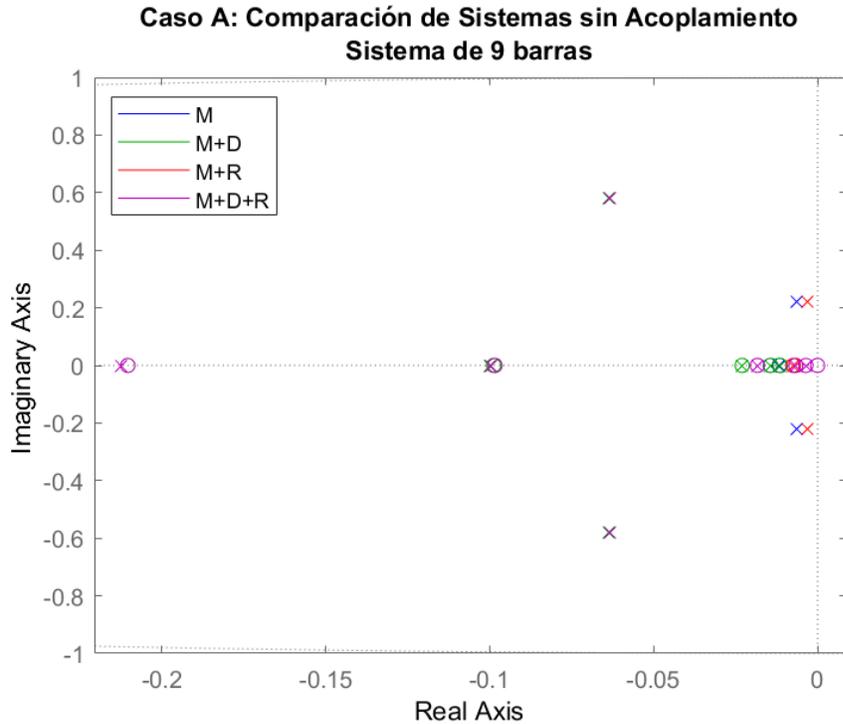


Figura 5.1: Comparación de sistemas considerando sólo el mercado sin el acoplamiento con el sistema físico.

En la figura 5.2 se muestra la comparación entre los distintos sistemas, entre los cuales se encuentra el escenario A que corresponde a un sistema en donde en el mercado sólo se incluyen las ecuaciones dinámicas que modelan a los generadores convencionales y la dinámica del precio. En este escenario la referencia que entrega el mercado se utiliza como referencia en los reguladores de velocidad de los generadores sincrónicos y las demandas al no tener comportamiento dinámico en el mercado, se dejan en el sistema físico como impedancia constante. El escenario A+D es cuando se consideran las demandas flexibles, es decir, se modela en el mercado el comportamiento de las demandas y estas responden al precio. Por su parte, en el escenario A+R se tiene un sistema que incluye tanto la modelación dinámica de los convertidores como la modelación del comportamiento de éstos en el mercado. Finalmente se tiene un escenario que incluye la modelación de los convertidores y la respuesta de demanda, tanto en la parte física como en el mercado.

Cuando se considera el acoplamiento del mecanismo dinámico de mercado y el sistema eléctrico físico, se puede observar que se tienen polos menores, es decir su parte real es más negativa, en el diagrama de polos y ceros que los del diagrama de la figura 5.1. Esto, tiene relación con que al incorporar la modelación del sistema físico se están incorporando

dinámicas más rápidas que cuando sólo se tiene el mercado, esto también quiere decir que a pesar de que se tenga un acoplamiento, el mercado interactuará con las dinámicas más lentas del sistema físico y estará desacoplado de las dinámicas más rápidas. Además, se puede observar de la figura 5.3 que los escenarios A+R y A son inestables, pues tienen polos en el lado derecho del diagrama de polos y ceros.

El valor de los polos inestables se muestran en la tabla 5.1 y si se revisan los factores de participación de cada escenario, se tiene que para el primero, los estados con mayor participación en la inestabilidad corresponden al ángulo de los generadores. Por otra parte, para el escenario A, según lo observado en la tabla 5.2, se tiene que la inestabilidad está mayormente explicada por los ángulos de rotor δ de los generadores del sistema y también del precio de mercado λ . Esto, tiene que ver con la interacción que ocurre entre el mercado y el sistema físico, específicamente de las distintas constantes de tiempo que hay en el sistema completo, en donde al no haber demanda flexible, el sistema no logra amortiguarse y por tanto, tiene una respuesta que crece exponencialmente. Para el escenario A+R el modo inestable es distinto, puesto que corresponde a un complejo conjugado, este tipo de polo define una respuesta oscilatoria creciente, lo que hace que el sistema no pueda volver a un punto de equilibrio. En la tabla 5.3, se puede identificar que los estados que contribuyen a esta inestabilidad son los ángulos de los generadores, sincrónicos y renovables, y el precio de mercado λ .

De los resultados para el sistema acoplado con distintas combinaciones de modelos, se puede decir que se ratifica lo mostrado para el caso donde sólo se tiene mercado. Las demandas flexibles permiten amortiguar las oscilaciones que ocurren al acoplar el sistema y hacen que el sistema tenga un mayor margen de estabilidad, que cuando no hay demandas participando.

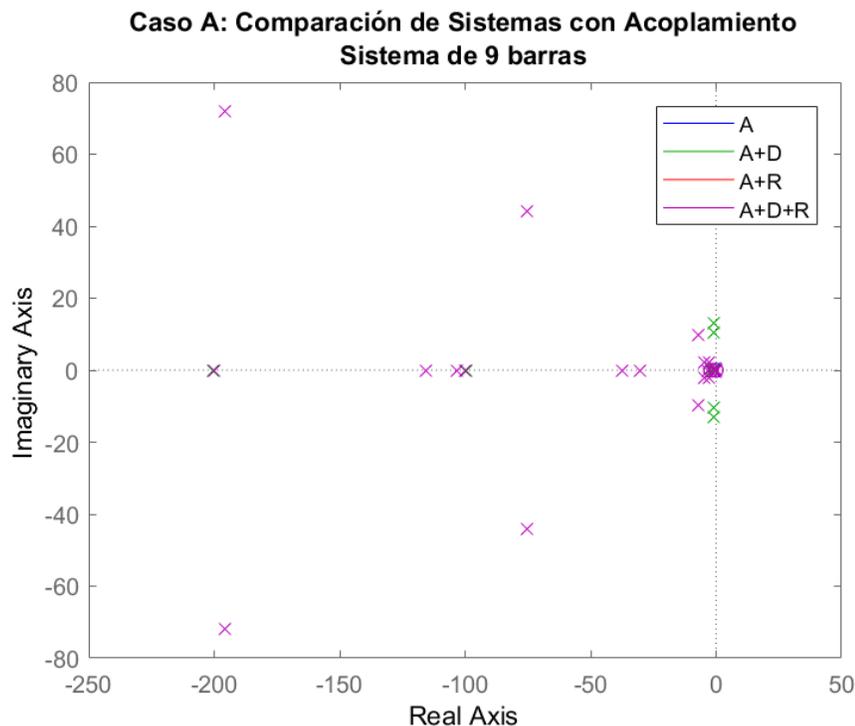


Figura 5.2: Comparación de sistemas considerando el acoplamiento con el sistema físico.

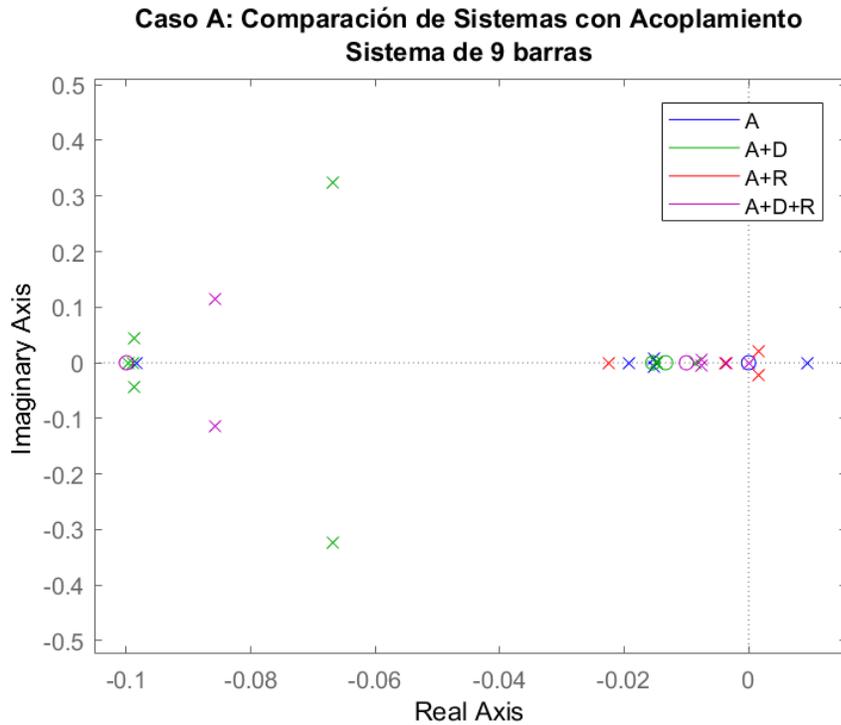


Figura 5.3: Comparación de sistemas considerando el acoplamiento con el sistema físico, polos cercanos al origen.

Tabla 5.1: Modos Inestables para Comparación de Sistemas Acoplados.

Escenario	Modo	Estado
A	0,0095	26
A+R	$0,0016 \pm 0,0215i$	23;24

Tabla 5.2: Factores de participación para modo inestable del escenario A.

Nombre	δ_1	δ_2	δ_3	λ	P_{ref1}	P_{ref2}	P_{ref3}
FP	0,3107	0,1892	0,1216	0,0579	0,1227	0,1185	0,0374

Tabla 5.3: Factores de participación para modo inestable del escenario A+R.

Nombre	PLL1	P_{ref1}	δ_2	PLL3	P_{ref2}	λ	P_{ref3}
FP	0,1431	0,1545	0,2294	0,0863	0,1063	0,0893	0,164

5.1.2. Sensibilidad parámetros del Mercado

En la figura 5.4 se muestra una sensibilidad del parámetro de mercado τ_λ que representa la velocidad de actualización de precio de mercado. En este caso se varía el parámetro τ_λ y se deja constante a los τ de los generadores. En la figura se observan los polos y ceros que se encuentran cercanos al eje real, ya que son los relevantes para evaluar la estabilidad en pequeña señal, al menos para este caso de estudio. Dicho esto, lo primero que se puede observar del gráfico, es que para valores pequeños de τ_λ los polos inestables se hacen más grandes, es decir el sistema se vuelve más inestable. Esto tiene que ver con que a valores más

pequeños de τ_λ se actualiza más rápido lo que puede introducir en el sistema volatilidad de los precios, es decir, aumenta la incertidumbre de estos.

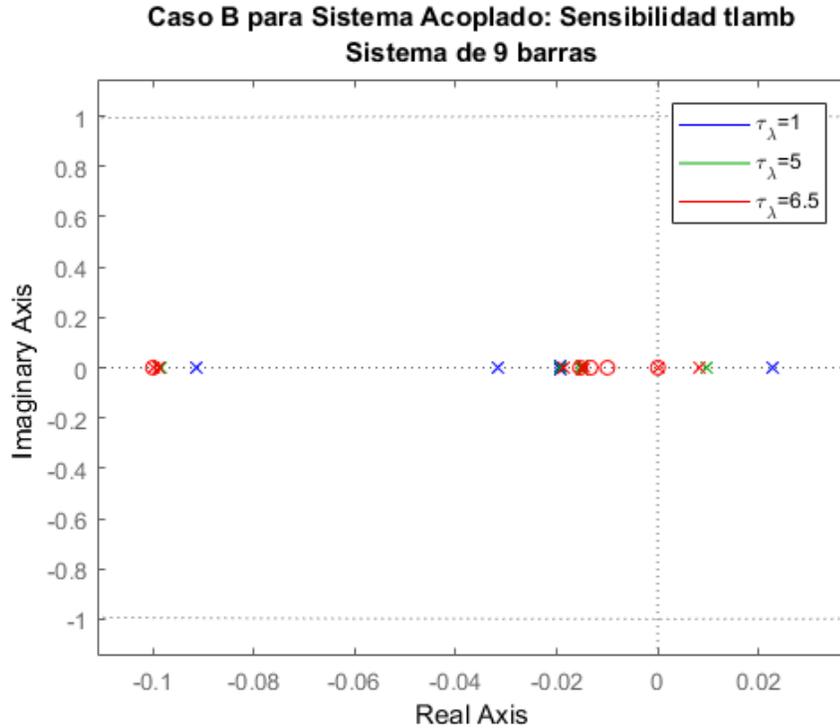


Figura 5.4: Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado sin Demanda Flexible.

En la figura 5.5 se muestran los polos y ceros cercanos al eje real para estudiar la sensibilidad del sistema acoplado respecto al parámetro de mercado τ_λ cuando se tienen demandas flexibles en el sistema. Al igual que en el caso anterior, se observa que a menor velocidad de actualización del precio, el par de polos complejos conjugados se mueve hacia el eje real, esto nuevamente tiene directa relación con la volatilidad del precio a valores pequeños de τ_λ . Sin embargo, se puede observar que si se compara el sistema acoplado con demanda flexible y sin demanda, para los mismos constantes de tiempo se tiene que el sistema con demandas flexibles es estable para un mayor rango de valores. Nuevamente esto se explica porque aumenta el amortiguamiento del sistema a medida que se agrega demanda flexible a éste.

Se estudia también un sistema que cuenta con generación renovable, en donde se reemplazan dos de los generadores convencionales, manteniendo el mismo despacho económico en su condición inicial. Los resultados de este caso de estudio se muestran en la figura 5.6. De estos resultados se obtiene una conclusión distinta a los casos anteriormente analizados ya que cuando se disminuye el valor de τ_λ los polos complejos conjugados del sistema se mueven hacia la izquierda del plano de polos y ceros. Esto se explica debido al reemplazo de máquinas convencionales por convertidores electrónicos. Los convertidores al tener una dinámica más rápida que los generadores convencionales permiten que el mercado tenga tiempos de actualización más rápidos sin que se genere volatilidad en el precio de mercado. Esto implica que se obtiene un mejor acoplamiento de las distintas escalas de tiempo cuando se tienen tiempos menores de actualización del precio y convertidores electrónicos.

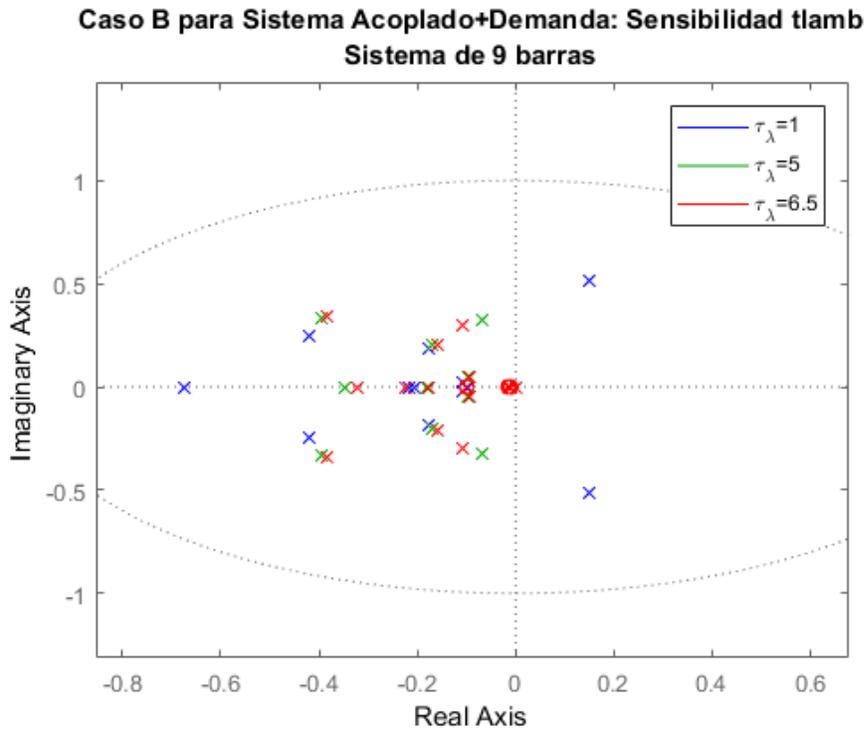


Figura 5.5: Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con Demanda Flexible.

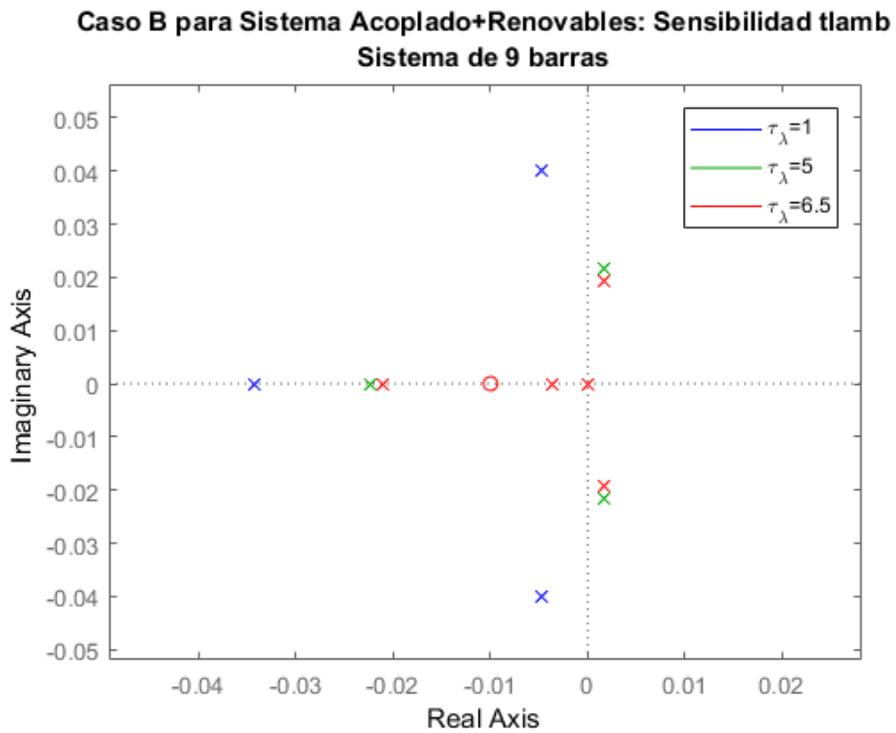


Figura 5.6: Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con penetración de energías renovables.

En la figura 5.7 se observa el comportamiento del sistema considerando tanto la demanda flexible como el reemplazo de los generadores convencionales por convertidores eléctricos. En este caso se pueden observar tanto los efectos que tienen las demandas flexibles, es decir el mejor amortiguamiento del sistema, y también el hecho de que la adición de convertidores hace que se tengan dinámicas más rápidas en el sistema eléctrico. De esto, se observa que para los distintos parámetros simulados, el sistema nunca se hace inestable, y que a menores τ_λ el par de polos complejos conjugados se acerca hacia el lado derecho del plano de polos y ceros. Entonces, en este caso si bien existen dinámicas más rápidas debido a los convertidores, el precio se hace más volátil debido a que las demandas también son un factor que se está actualizando en tiempo real y su comportamiento dinámico es más lento, según se observó en la figura 5.3.

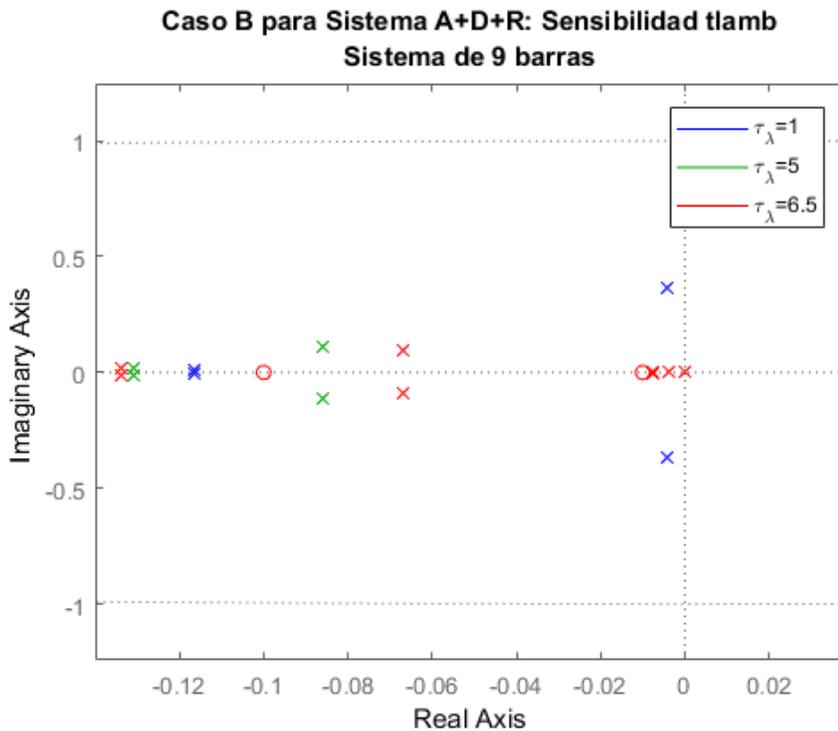


Figura 5.7: Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con penetración de energías renovables y demanda flexible.

5.1.3. Sensibilidad parámetros de las Demandas

En este caso sólo se considerarán los sistemas que cuentan con demanda flexible. En la figura 5.8 se muestra el diagrama de polos y ceros para el mercado solo sin acoplamiento. Se estudia la variación del parámetro τ_d que corresponde a la constante de tiempo asociada a los consumidores, en particular, se tiene que $1/\tau_d$ representa la elasticidad al precio que tiene el consumidor. Entonces cuando se usan valores menores de este parámetro es posible decir que la demanda es más elástica. De los resultados, se observa que a mayor elasticidad de la demanda incrementa la volatilidad del precio y por tanto los polos complejos conjugados se acercan cada vez más al eje real.

Un resultado similar se obtiene cuando se incluye el comportamiento dinámico de los

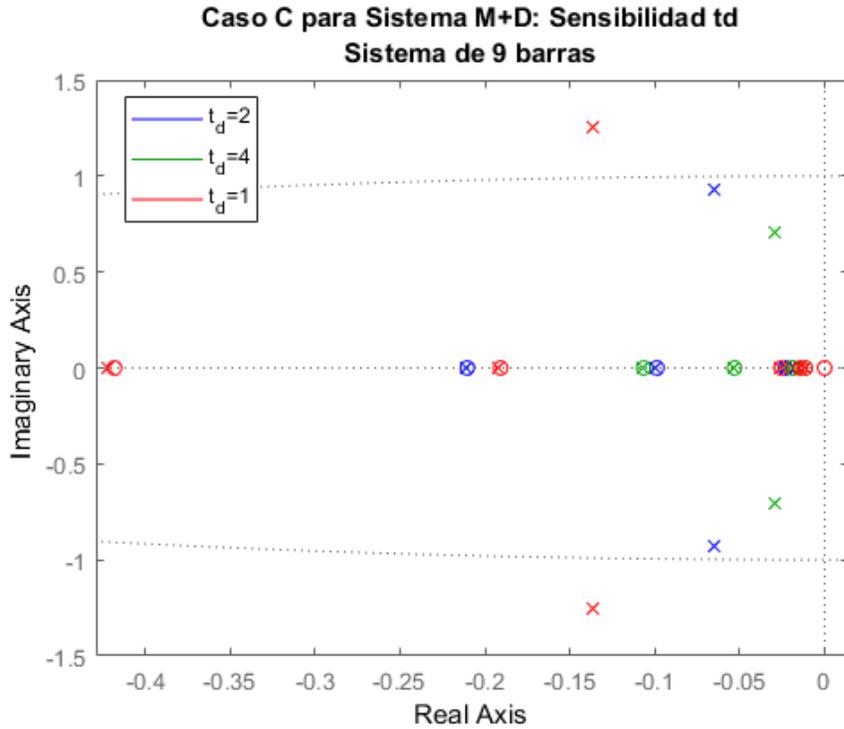


Figura 5.8: Sensibilidad de τ_λ para el Mercado con demanda flexible.

generadores renovables en el mercado. En la figura 5.9 se muestra un resultado similar al caso sin generación renovable, sin embargo, se tiene una mayor concentración de polos reales cercanos al origen. Este tipo de polos define a componentes que decaen exponencialmente en el tiempo, y la tasa de decaimiento tiene que ver con qué tan lejos estén del origen. En este caso vemos que aparecen polos que están más concentrados que en el caso donde no se tienen energías renovables, lo que hace que se tenga una respuesta que decae lentamente.

En la figura 5.10 se observan los resultados para los distintos valores de τ_d para el caso en que se tiene el sistema acoplado con el mercado considerando demanda flexible. De los resultados, se puede decir que a medida que la demanda es más elástica el sistema se vuelve propenso a hacerse inestable y puede ocurrir volatilidad de los precios. En este sentido, es importante para el diseño de los mercados dinámicos que no se tengan demandas muy elásticas participando de estos.

Finalmente se tiene el resultado mostrado en la figura 5.11 en donde para los 3 escenarios de elasticidad de demanda, el sistema es estable. Como ya se ha dicho, esto tiene que ver con la presencia de convertidores electrónicos en el sistema, que hacen que haya dinámicas más rápidas en éste y por tanto, que para valores de τ_λ más lentos, se tenga un desacople entre el sistema físico y el mercado. Por otro lado, si se observan los pares de polos conjugados, se tiene un mayor amortiguamiento para el caso de $\tau_d = 4$ lo que no era visible en el caso donde sólo había mercado, según se observa en la figura 5.9. Esto visibiliza el hecho de que cuando se acopla el sistema físico con el mercado, las demandas elásticas no necesariamente ayudan a estabilizar el sistema, si no que esto depende de las características propias de cada demanda.

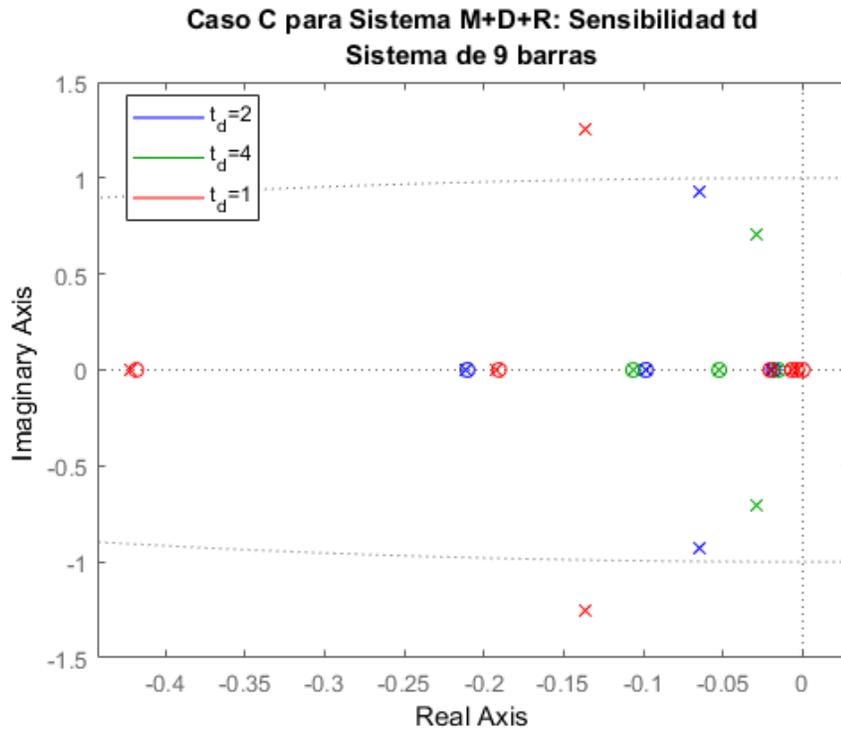


Figura 5.9: Sensibilidad de τ_λ para el Mercado con demanda flexible y generación renovable.

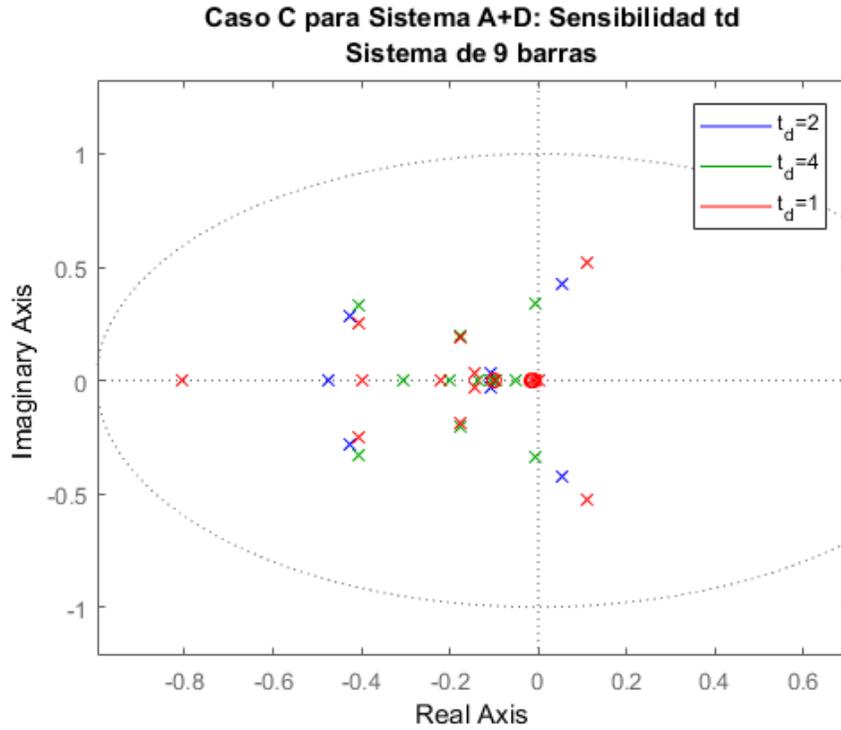


Figura 5.10: Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con demanda flexible.

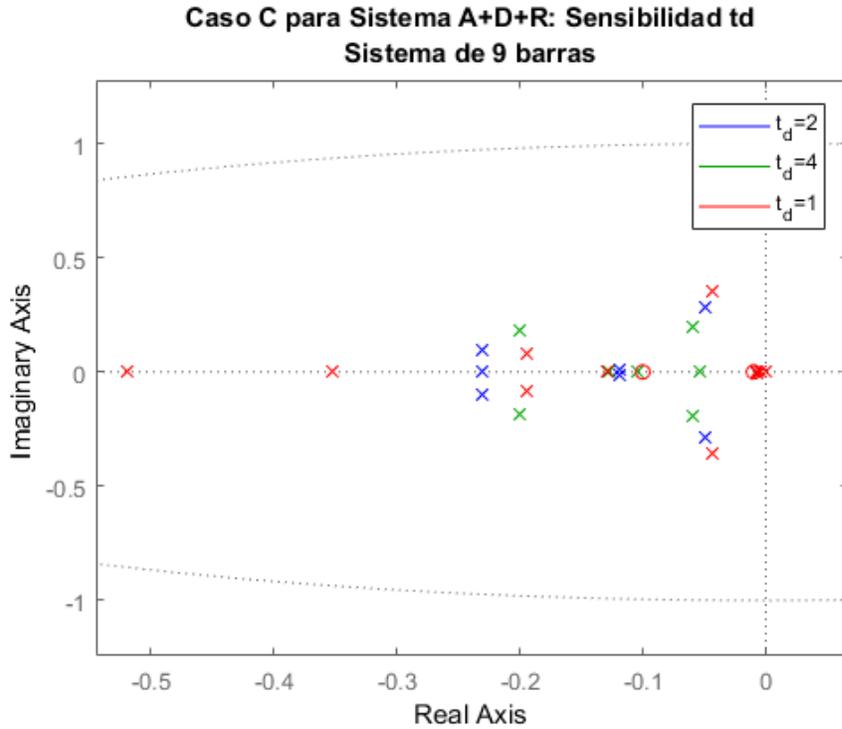


Figura 5.11: Sensibilidad de τ_λ para el Sistema Acoplado con demanda flexible y generación renovable.

5.1.4. Comportamiento Transitorio

En la figura 5.12 se muestra la respuesta transitoria del desbalance entre demanda y generación para el sistema acoplado con demanda flexible, con una constante de tiempo para las demandas de τ_d . De la imagen se observa que el desbalance se restaura en el segundo 40 luego de ocurrida la falla. En la figura 5.13 se tiene el comportamiento que tienen los generadores y las demandas ante la perturbación. La respuesta de los generadores y consumidores indica que con un valor de $\tau_d = 4$ y $\tau_\lambda = 5$ el sistema puede volver rápidamente al estado estacionario. Sin embargo, si se comparan las respuestas de los distintos participantes, se tiene que las demandas son las que más aportan a reducir el desbalance luego de ocurrida la perturbación.

Se estudia también el caso en donde se utiliza un $\tau_d = 1$. La respuesta transitoria del desbalance se muestra en la figura 5.14, en la cual se observan oscilaciones de una frecuencia de 0,0633 [Hz], y además si se compara con el caso donde las demandas tienen menor elasticidad, se observa que en el tiempo observado el desbalance no se reduce a 0. En la figura 5.15 se muestra la respuesta de los generadores y las demandas del sistema, en donde es posible decir que la oscilación tiene una frecuencia de 0,0633[Hz] y que las demandas y los generadores se encuentran en fase. Esta respuesta tiene que ver con lo observado en las secciones anteriores, sobre todo en el punto 5.1.3, ya que en este caso se puede ver el efecto de tener demandas más elásticas y cómo se observa la volatilidad de precio en los transitorios. La demanda aumenta su variabilidad, por lo que la respuesta transitoria queda con una oscilación que dura varios segundos, teniendo un tiempo de establecimiento de aproximadamente 5[*min*], según se puede observar en la figura 5.16.

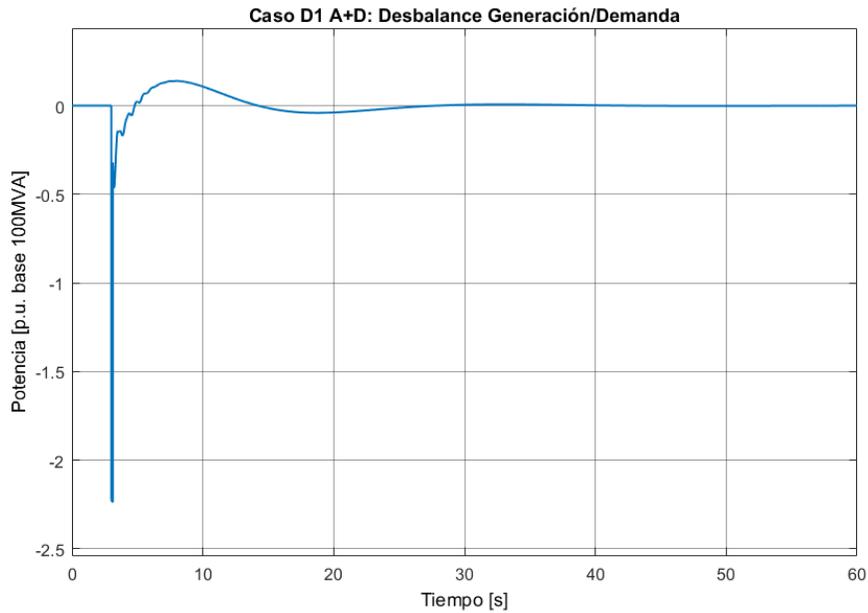


Figura 5.12: Desbalance entre generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 4$).

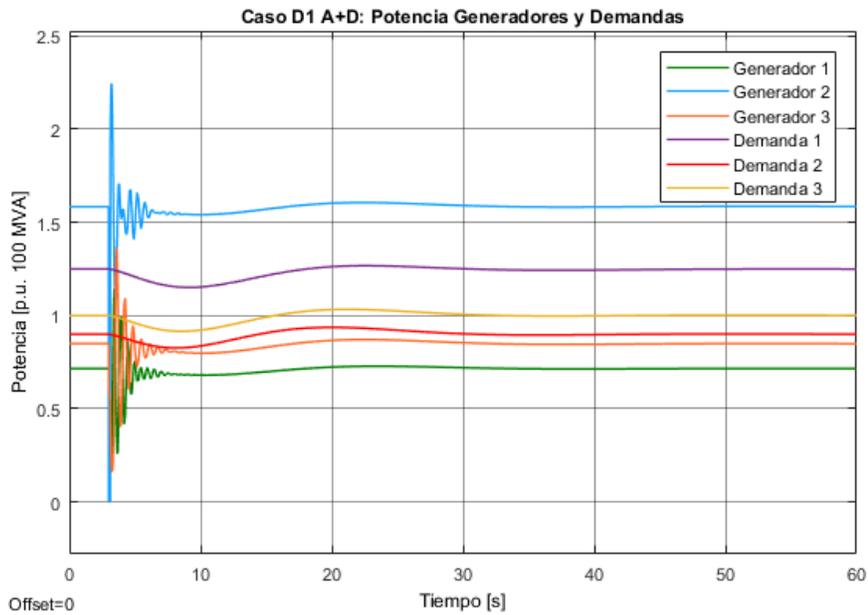


Figura 5.13: Potencias de la generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando $\tau_\lambda = 4$.

Los resultados para el sistema acoplado considerando energías renovables se muestran en la figura 5.17 y 5.18. De estos, se puede observar que se tiene una respuesta en donde los generadores y demandas no aportan mucho a la regulación después de pasada la perturbación, si se compara con el caso sin convertidores. Esto, se puede explicar con lo observado en los resultados de pequeña señal, en donde se observa que las dinámicas rápidas de los convertidores hacen que la respuesta del mercado a pesar de ser dinámica y con constantes de tiempo pequeñas, se desacople de las dinámicas del sistema físico.

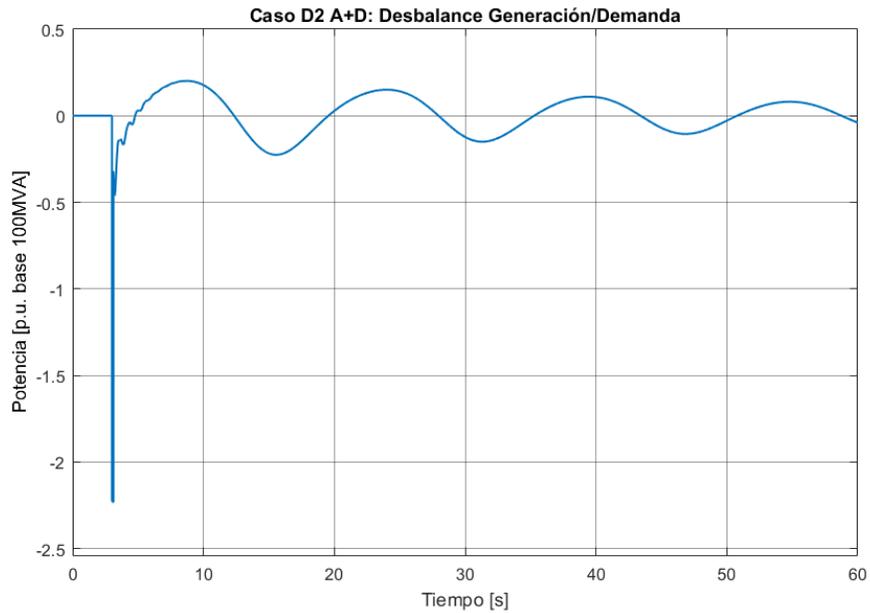


Figura 5.14: Desbalance entre generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 1$).

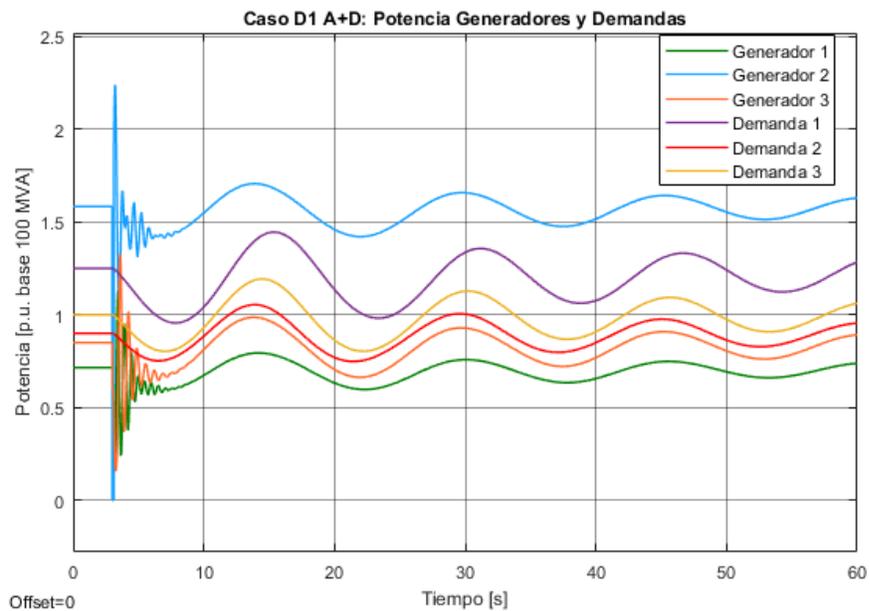


Figura 5.15: Potencias de la generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 1$).

Cuando se considera un $\tau_d = 1$ en el sistema acoplado con penetración de convertidores, se obtienen los resultados mostrados en la figura 5.19 y en la figura 5.20. Para ambos casos se observa una respuesta similar tanto en términos del desbalance como las potencias de los participantes del sistema. Sin embargo, es de esperar que como se está utilizando una constante de tiempo menor para las demandas, estas reaccionen de manera más rápida ante la perturbación. De modo de poder observar esta situación se presenta un gráfico con las

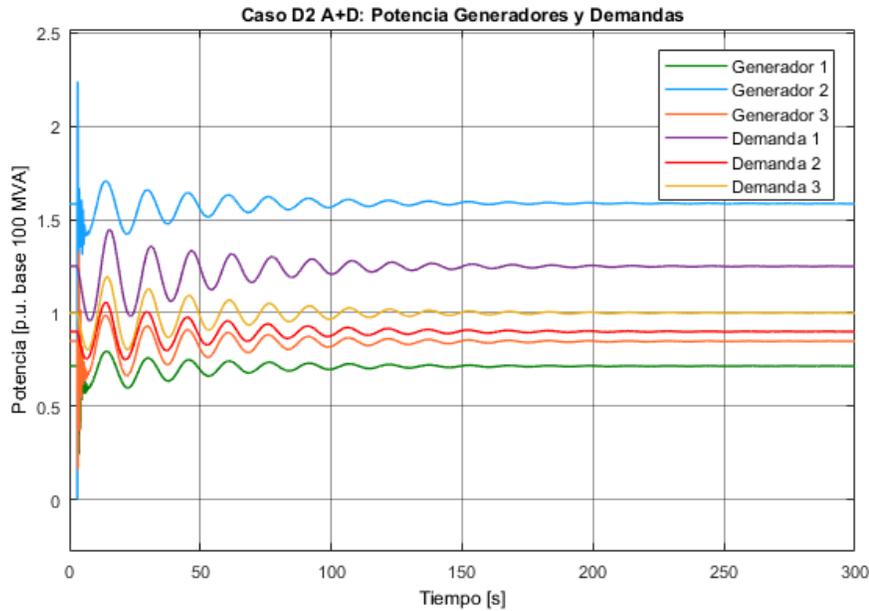


Figura 5.16: Potencias de la generación y demanda para el Sistema Acoplado considerando ($\tau_d = 1$), tiempo de establecimiento.

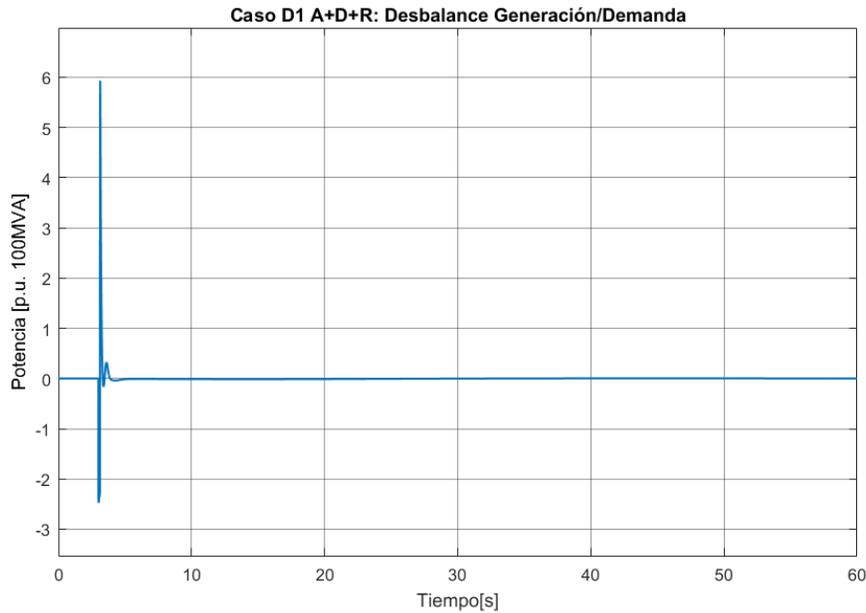


Figura 5.17: Desbalance entre la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 4$).

potencias de las demandas para el escenario D1 y D2, con el objetivo de comparar ambas respuestas se presenta la figura 5.21. De este gráfico se observa que para el caso D1 en la ventana de tiempo observada, la respuesta es más lenta que en el caso D2, que tiene un tiempo de estabilización de aproximadamente 30 segundos.

Finalmente, se estudia un tercer escenario, en donde se fija $\tau_\lambda = 1$ y se mantiene $\tau_d = 1$, de este se obtiene que el desbalance se comporta según la figura 5.22, en donde se observa una

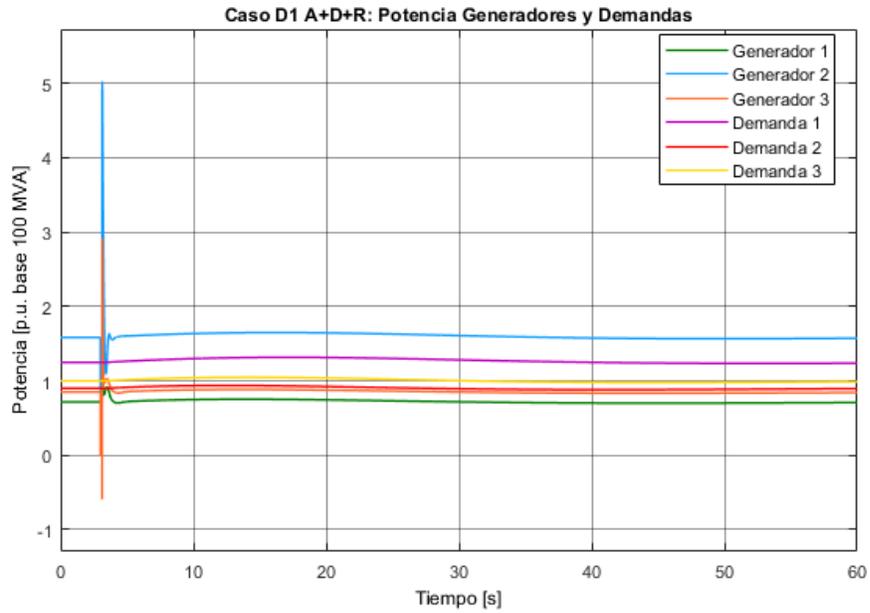


Figura 5.18: Potencia de la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 4$).

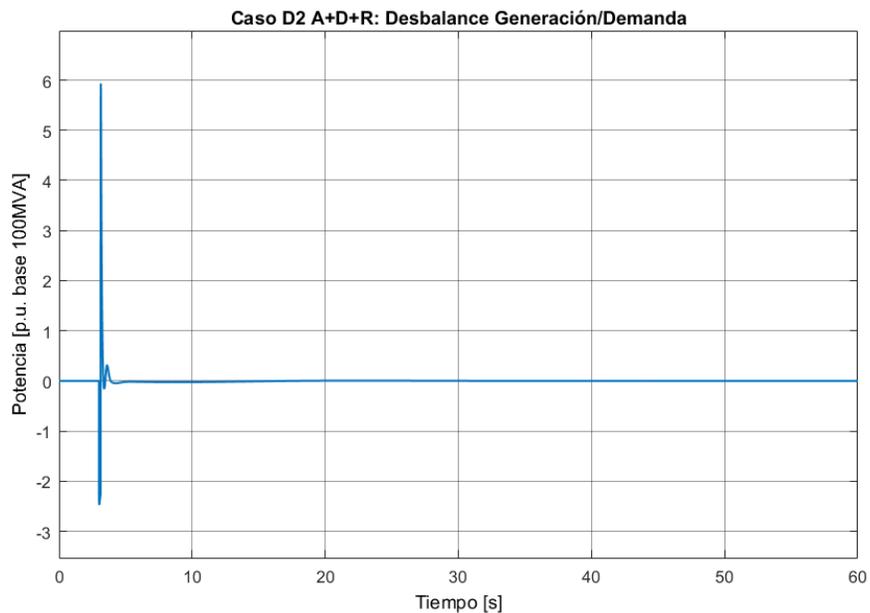


Figura 5.19: Desbalance entre la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$).

respuesta que vuelve en poco tiempo al estado estacionario pero que se mantiene oscilando. Para observar si la oscilación se reduce en algún instante de tiempo se simulan 300 segundos en la figura 5.23 y se observa que tanto los generadores como los consumidores mantienen la misma respuesta poco amortiguada en el tiempo. Esto, demuestra que si bien la incorporación de convertidores introduce dinámicas más rápidas, estas pueden interactuar con el mercado para constantes de tiempo pequeñas del mercado, donde se puede apreciar que aparecen

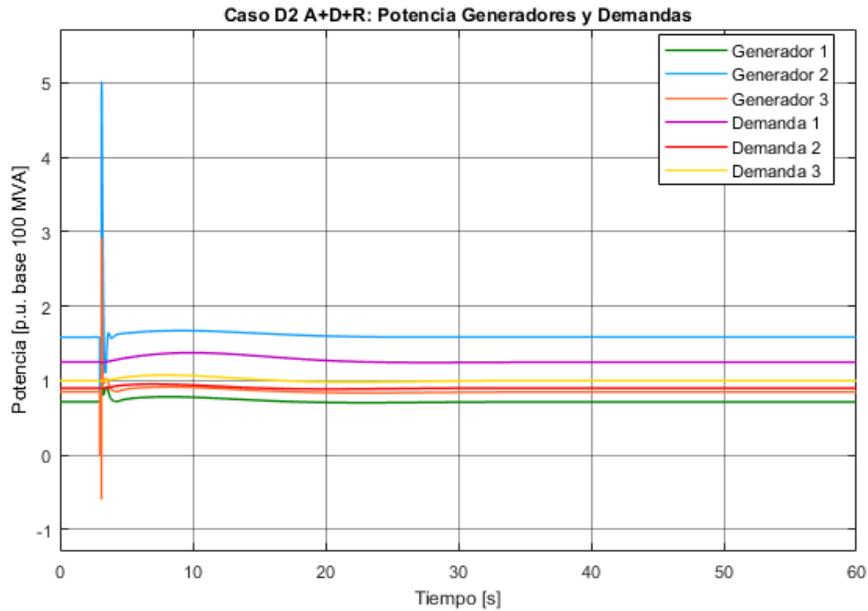


Figura 5.20: Potencia de la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$).

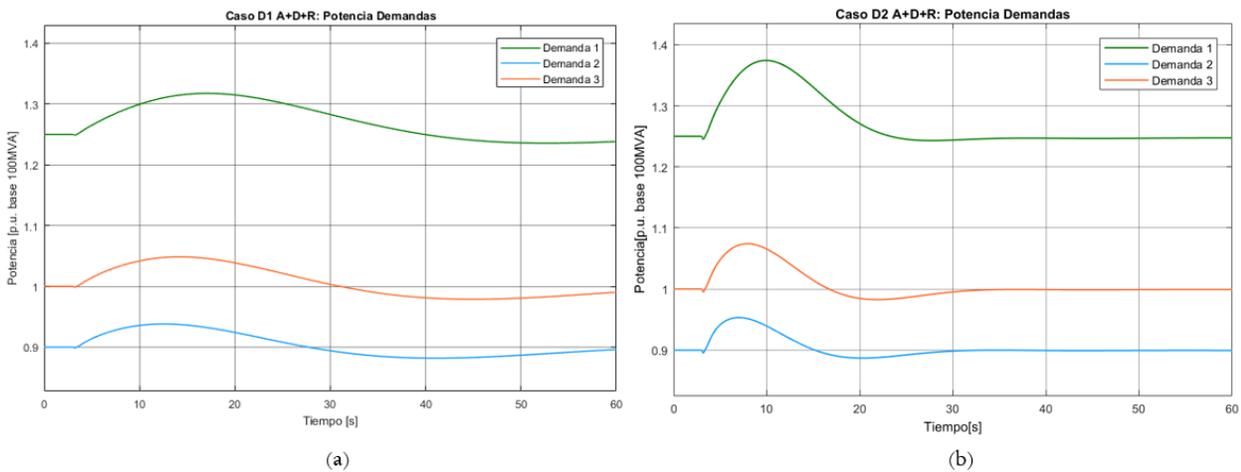


Figura 5.21: Comparación escenarios D1 y D2 para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos.

oscilaciones que no se reducen en el tiempo, y que por tanto, son respuestas poco adecuadas para sistemas eléctricos reales.

De los escenarios estudiados se observó que la elección de los parámetros del mercado son críticos si se quiere asegurar que el acoplamiento de este y el sistema físico sea estable. En particular, se observa que para valores pequeños de la constante que representa a la actualización del precio de mercado τ_λ se obtienen respuestas oscilatorias pero rápidas, especialmente desde la perspectiva de la respuesta de la demanda. Por otro lado, se observa que la elasticidad de la demanda no implica necesariamente mejores respuestas para el sistema eléctrico. En particular, los resultados indican que al igual que para la constante del mercado, cuan-

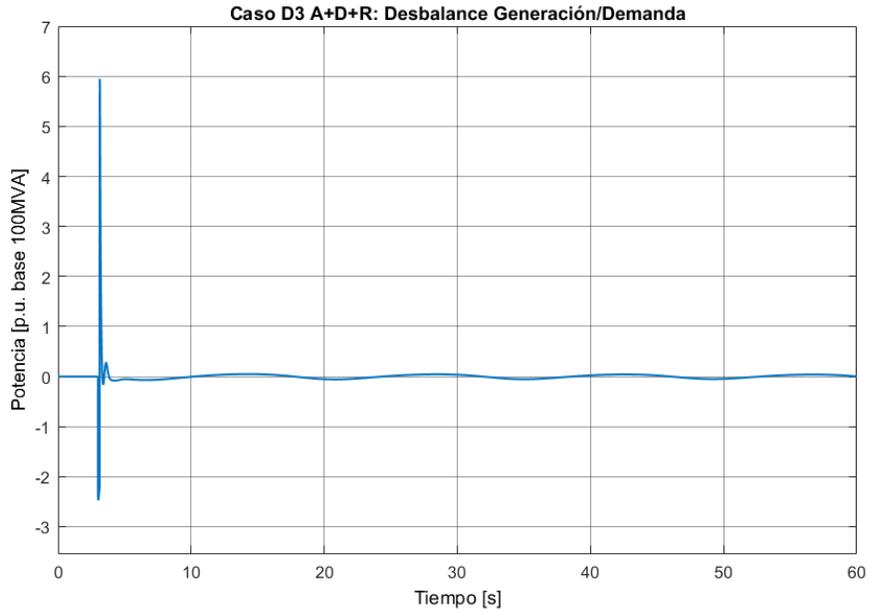


Figura 5.22: Desbalance entre generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$ y $\tau_\lambda = 1$).

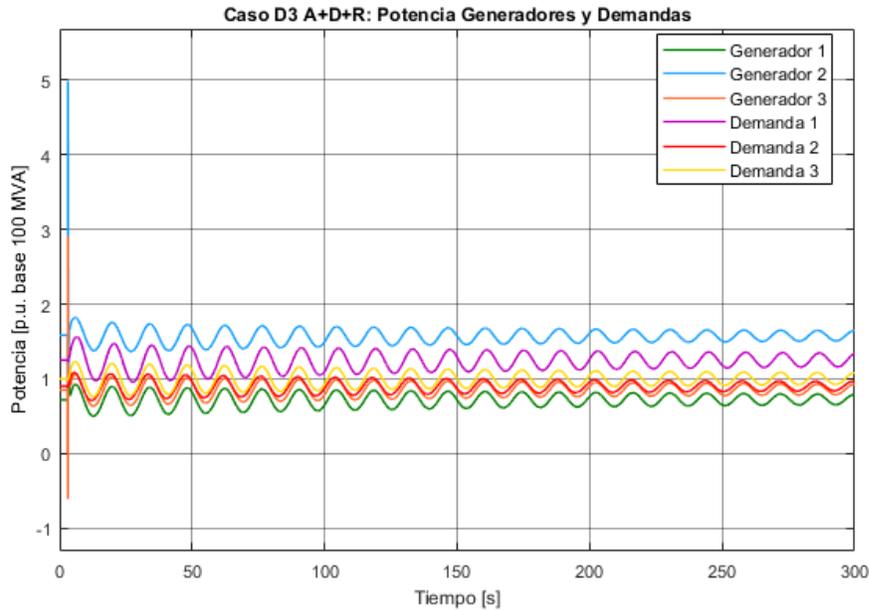


Figura 5.23: Potencia de la generación y demanda para el Sistema Acoplado con convertidores electrónicos, considerando ($\tau_d = 1$ y $\tau_\lambda = 1$).

do se tienen valores pequeños de τ_d las demandas tienden a reaccionar más rápido ante las perturbaciones del sistema, pero a medida que este valor disminuye aparecen inestabilidades.

5.1.5. Resumen de resultados

En el sistema de 9 barras se realizan sensibilidades respecto a los parámetros relevantes del modelo del mercado. Por un lado, se muestran los resultados relativos al comportamiento

en pequeña señal del sistema acoplado. De acuerdo a los diagramas de polos y ceros obtenidos se puede aseverar que se identifica que las dinámicas del mercado son más lentas que las del sistema físico. Además, cuando estos fueron modelados en conjunto, se observa que la adición de flexibilidad de las demandas afectan positivamente al margen de estabilidad del sistema. Otro aspecto que se puede deducir de los resultados obtenidos es que cuando las demandas tienen una elasticidad mayor, es decir una razón de $1/\tau_d$ más grande, los polos y ceros del sistema se mueven hacia el plano derecho. Esto último, indica una mayor volatilidad en los precios, lo que se puede interpretar gráficamente como una mayor variabilidad de éstos, lo que afecta negativamente al comportamiento del sistema. Además al realizar la sensibilidad con las constantes de tiempo del mercado, τ_λ , se observa que en el caso en que se tienen convertidores electrónicos, existe un desacople entre el mercado y el sistema físico, puesto que este último se hace más rápido, por tanto, el sistema acoplado se hace más insensible a la variación de la constante de tiempo del mercado.

Por otro lado, se estudia también el comportamiento transitorio del sistema acoplado. De estos resultados, se observa que las demandas son las que más contribuyen al desbalance, lo que tiene que ver con que tienen constantes de tiempo más rápidas. Adicionalmente, cuando se considera una mayor elasticidad en las demandas, la respuesta se vuelve más oscilatoria y el desbalance no se reduce a 0 en el tiempo observado. Esto último, está en directa relación con la volatilidad mencionada anteriormente. También, se estudia el comportamiento transitorio cuando se reemplazan los generadores sincrónicos por energías renovables, para lo cual se observa que las dinámicas rápidas de los convertidores hacen que la respuesta del mercado, a pesar de ser dinámica y con constante de tiempo pequeñas, se desacople de las dinámicas del sistema físico.

5.2. Resultados Sistema de 39 Barras

5.2.1. Comparación entre Sistemas

En la Figura 5.24 se presenta en diagrama de polos y ceros para el mercado solo sin considerar el acoplamiento con el sistema físico. De estos resultados se puede observar que de los 4 escenarios los que se encuentran más cercanos al origen son los que consideran a los generadores renovables. Esto tiene relación con que las ecuaciones que representan a estos generadores en el mercado tienen costos más bajos y por tanto son los primeros que se utilizan en el mercado dinámico. Además, se observa que para todos los casos aparece un par polos complejos negativos cerca del origen, lo que representa una respuesta que decae sinusoidalmente. También, para los dos casos en que no se tiene demanda flexible, este par de polos se acerca al origen, lo que hace disminuir el margen de estabilidad. En contraste, cuando se considera la respuesta de la demanda en el mercado, se tiene que estos dos polos se alejan y se puede apreciar que el caso en que se tiene demanda y generación renovable se encuentra mejor amortiguado que el caso que no tiene renovables.

Se comparan los distintos escenarios para el mercado acoplado con el sistema físico. Los resultados de este caso se muestran en la Figura 5.25 donde se muestran los polos que se encuentran cercanos al origen, puesto que son los de interés para el análisis de esta investigación. De los resultados, se observa que para los casos en que no se tiene respuesta de demanda, el sistema presenta polos inestables, los valores de estos se encuentran en la Tabla

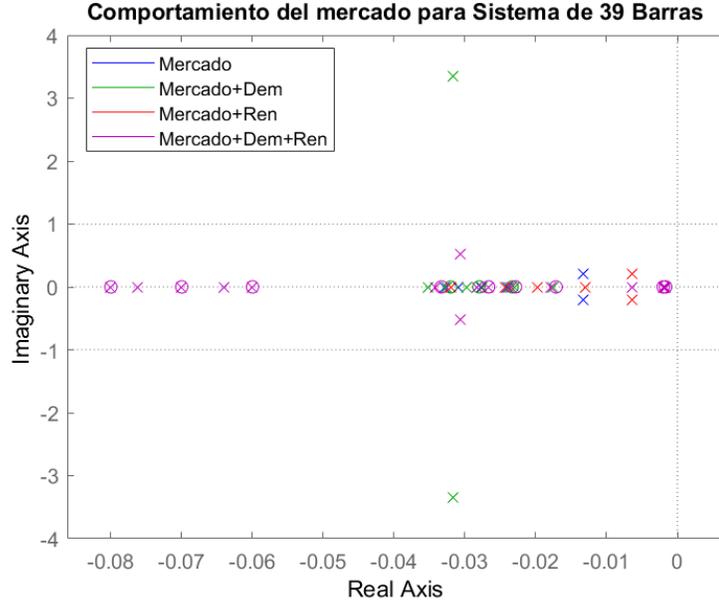


Figura 5.24: Comparación de modelos para el Mercado solo sin acoplamiento con sistema físico

5.4. Para el escenario donde se tiene el sistema acoplado sin respuesta de demanda, se observa un polo real positivo, que corresponde a una componente que crece exponencialmente, por lo que es posible definir el sistema como inestable. Para el escenario donde se tienen energías renovables, aparece un par de polos complejos conjugados al lado derecho del plano, esto representa una respuesta sinusoidalmente creciente, lo que hace que el sistema sea inestable.

En la Tabla 5.5 se muestran los factores de participación para el modo inestable del escenario A. En la tabla se muestran los factores que tienen mayor peso en el modo inestable. De estos, se puede identificar que la inestabilidad aparece principalmente por la interacción que tiene el mercado con los ángulos de rotor, δ , de los generadores 1, 4, 5, 9, 10. Aunque se observan factores de participación para todos los generadores, los mencionados son los con mayor peso. El generador que tiene un mayor peso corresponde al generador 1, que es el que cuenta con mayor generación puesto que representa otra área del sistema y también tiene una demanda grande en el mismo nodo. Además, también se observa que el precio de mercado tiene un factor de participación de 0,0896 y las potencias de referencia que salen como resultado del mercado para el generador 1 y 5, P_{ref1} y P_{ref5} , tienen factores de participación de 0,0650 y 0,0507, respectivamente.

Para el caso con energías renovables (A+R), se tienen los factores de participación de la Tabla 5.6, de donde se observa que nuevamente estos se encuentran relacionados con los ángulos de rotor de los generadores, el precio del mercado y las potencias de referencia que se obtienen desde el mercado.

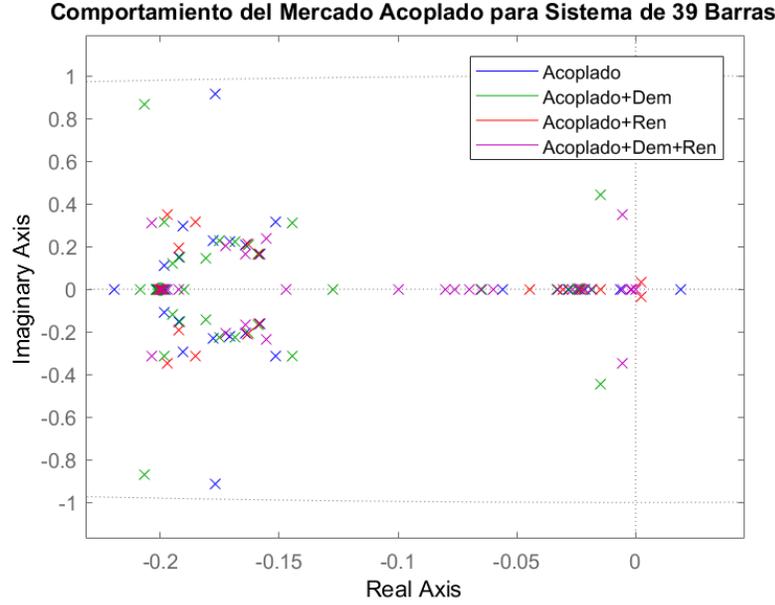


Figura 5.25: Comparación de modelos para el acoplamiento del mercado con el sistema físico.

Tabla 5.4: Modos inestables para Comparación de Sistemas Acoplados, Sistema de 39 barras.

Escenario	Modo	Estado
A	0,0190	112
A+R	0,0024 ± 0,0337	89;90

Tabla 5.5: Factores de participación para modo inestable del escenario A, Sistema de 39 barras.

Nombre	δ_{10}	δ_4	δ_5	δ_9	δ_1	λ	P_{ref1}	P_{ref5}
FP	0,1089	0,0528	0,1441	0,0620	0,1843	0,0896	0,0650	0,0597

Tabla 5.6: Factores de participación para modo inestable del escenario A+R, Sistema de 39 barras.

Nombre	λ	δ_1	P_{ref2}	P_{ref3}	δ_7	δ_9	δ_{10}	P_{ref9}
FP	0,1215	0,1094	0,0472	0,0461	0,0433	0,1490	0,0546	0,0623

5.2.2. Efecto de las Demandas flexibles y la penetración de Energías Renovables

En la Figura 5.26 se observa cómo varían los polos y ceros del sistema acoplado, sin penetración renovable, cuando se va cambiando la cantidad de demandas flexibles que hay en el sistema. En el caso F1 es donde se tiene la menor cantidad de demandas flexibles y el caso F5 es donde se tiene la totalidad de cargas como demandas flexibles. Que sean demandas flexibles significan que cambian según la referencia entregada del mercado. Dicho esto, de los resultados se puede observar que para los casos F4 y F5 se tienen sistemas inestables. Además, se puede observar que el par de polos complejos conjugados se va moviendo hacia el eje imaginario a medida que aumenta la cantidad de demanda flexible. Esto puede explicarse

debido que cuando hay una mayor cantidad de demandas siendo controladas por las señales del mercado, se tienen mayores variaciones distribuidas por el sistema, esto provoca mayores variabilidades y que las cargas comiencen a competir por disminuir el desbalance. Por esto, se puede decir que el sistema tiene un límite de cargas flexibles antes de volverse inestable.

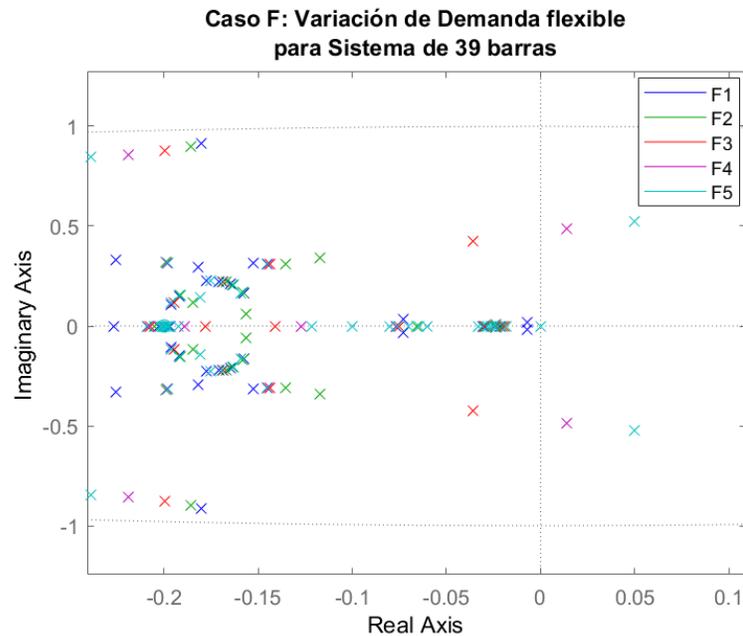


Figura 5.26: Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras.

En la Figura 5.27 se muestran los resultados para el sistema acoplado con 10 % de energías renovables. En este caso, se observa un comportamiento similar al obtenido en el caso anterior, ya que se observa que a medida que aumenta la cantidad de demandas flexibles, los polos complejos conjugados más cercanos al eje imaginario, se mueven hacia él, hasta que en un punto el sistema se vuelve inestable. Nuevamente, se cumple que para los casos F4, con 15 demandas flexibles y el caso F5, con 19 demandas flexibles, el sistema acoplado se hace inestable.

Para el caso con 30 % de generación renovable se obtienen los resultados mostrados en la Figura 5.28. En este caso, se observa que los polos se mueven hacia la izquierda del diagrama de polos y ceros haciendo que el sistema sólo sea inestable cuando se consideran 19 demandas flexibles en el sistema. De esto se puede concluir que a medida que se aumenta la proporción de energías renovables, y por lo tanto de convertidores, la cantidad de demandas no afectan la estabilidad del sistema y por tanto es posible tener más consumidores participando de la regulación de frecuencia. Este comportamiento se repite para el caso de 50 % de penetración renovable y para el caso de 70 % de penetración renovable, en donde se puede observar que a medida que aumenta la penetración los polos se van moviendo hacia la izquierda alejándose de la zona inestable.

Finalmente se tiene el caso donde hay un 80 % de penetración renovable en el sistema en donde se observa que el sistema es inestable para todos los casos de demanda flexible. En este caso, la inestabilidad tiene que ver con la capacidad de los convertidores de controlar el sistema y no del diseño del mercado en sí. Por otro lado, es posible observar que a pesar

Caso F: Variación de Demanda flexible con 10% de Renovables para Sistema de 39 barras

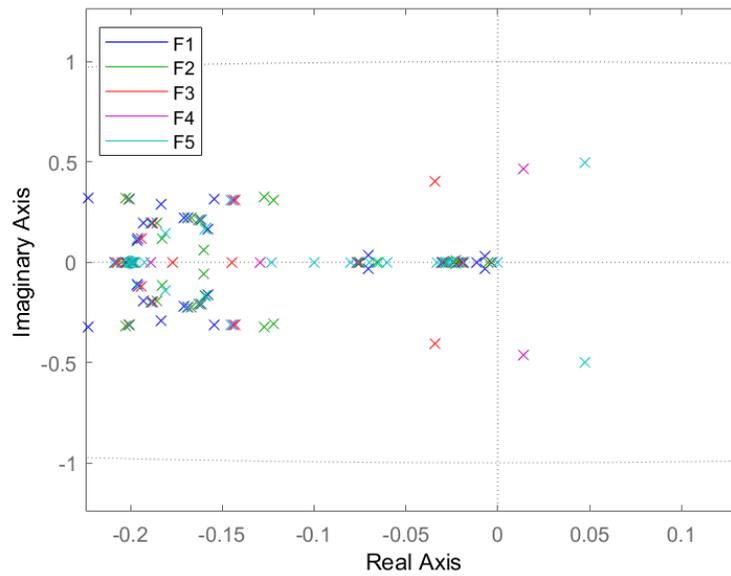


Figura 5.27: Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 10% de penetración renovable.

de que la razón de inestabilidad no viene solamente por la acción de las demandas flexibles, cuando hay un mayor porcentaje de estas el polo real positivo que aparece se mueve hacia la izquierda, acercándose a la zona estable. Por tanto, si bien la flexibilidad en las demandas no logra estabilizar el sistema, ayuda al sistema en el contexto de la estabilidad de éste.

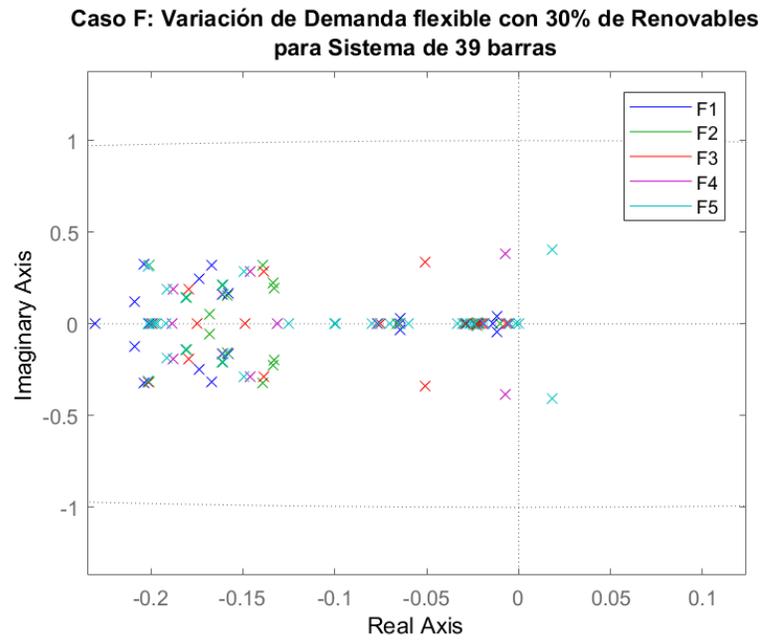


Figura 5.28: Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 30% de penetración renovable.

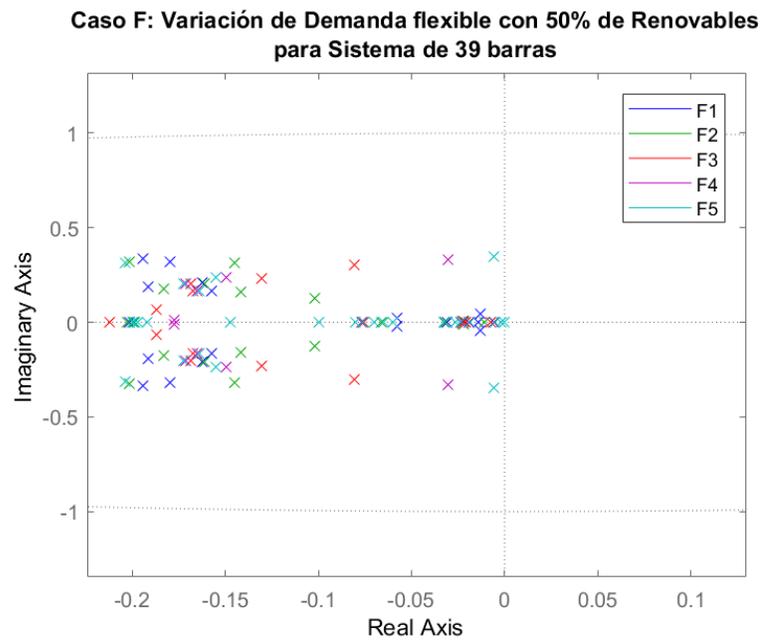


Figura 5.29: Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 50% de penetración renovable.

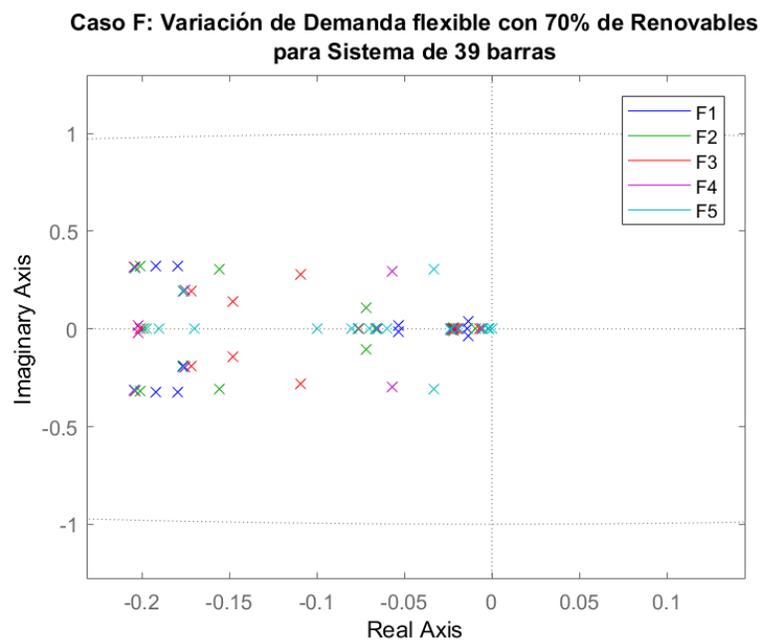


Figura 5.30: Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 70% de penetración renovable.

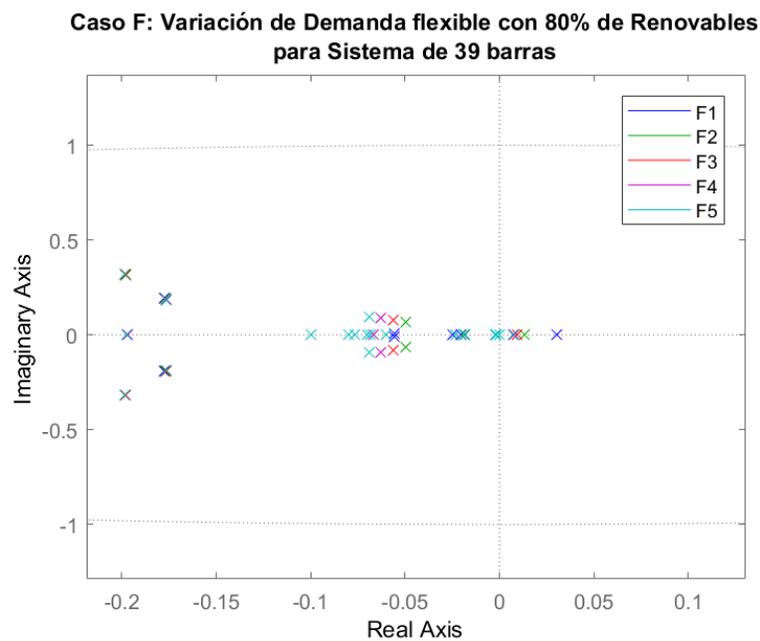


Figura 5.31: Variación de la demanda flexible para el sistema de 39 barras, con 80% de penetración renovable.

Sistema	F1	F2	F3	F4	F5
A+D					
A+D+R(10%)					
A+D+R(30%)					
A+D+R(50%)					
A+D+R(70%)					
A+D+R(80%)					

	Inestable
	Estable

Figura 5.32: Resumen de los resultados de la variación de la demanda flexible según el nivel de penetración de energías renovables.

En la Figura 5.32 se muestra el resumen de los resultados presentados anteriormente, en donde en verde se muestran los casos estables y en rojo se encuentran los casos inestables.

5.2.3. Comportamiento Transitorio

En este punto se muestran los transitorios de algunos de los escenarios mostrados en la Figura 5.32. Se toman 3 casos de interés, el primero corresponde al sistema con acoplamiento y demanda flexible, para los escenarios con 10 y 15 demandas flexibles, en donde el primero es estable en pequeña señal y el segundo es inestable. Para el escenario con 10 demandas flexibles se tiene una respuesta del desbalance según lo mostrado en la Figura 5.33. Esta respuesta se puede ver que es oscilatoria y que no logra volver al punto de equilibrio en la ventana de tiempo estudiada, esto se debe principalmente a la acción de las demandas, que se mantienen oscilando según lo mostrado en la Figura 5.35. Por su parte, la respuesta de los generadores se muestra en la Figura 5.34, en donde se observa que estos se estabilizan dentro de la ventana de tiempo estudiada, lo que tiene que ver con los controles propios de los generadores y que estos tienen constantes de tiempo más lentas que las de las cargas, por lo que aportan menos que estas a disminuir el desbalance.

A continuación se muestran los resultados para el caso en donde se tienen 15 demandas flexibles. Los resultados confirman lo que se mostraba en el análisis de pequeña señal mostrado en la Figura 5.26, ya que al tener un par de polos complejos conjugados al lado derecho del diagrama de polos y ceros se espera que la respuesta sea oscilatoria, lo que se puede observar claramente en las Figuras 5.36-5.38. Por otro lado, a diferencia del caso anterior, los controles propios de los generadores sincrónicos no logran mantener la frecuencia en el sistema y estos pierden sincronismo entre sí. Esto, muestra que para el caso en estudio el mercado afecta negativamente al sistema físico, ya que la variación en las demandas hace que se afecte a la estabilidad del resto del sistema.

Finalmente se muestra el caso en donde se tienen 15 demandas flexibles pero una penetración de 50 % de energías renovables en el sistema. El desbalance en este caso se muestra en

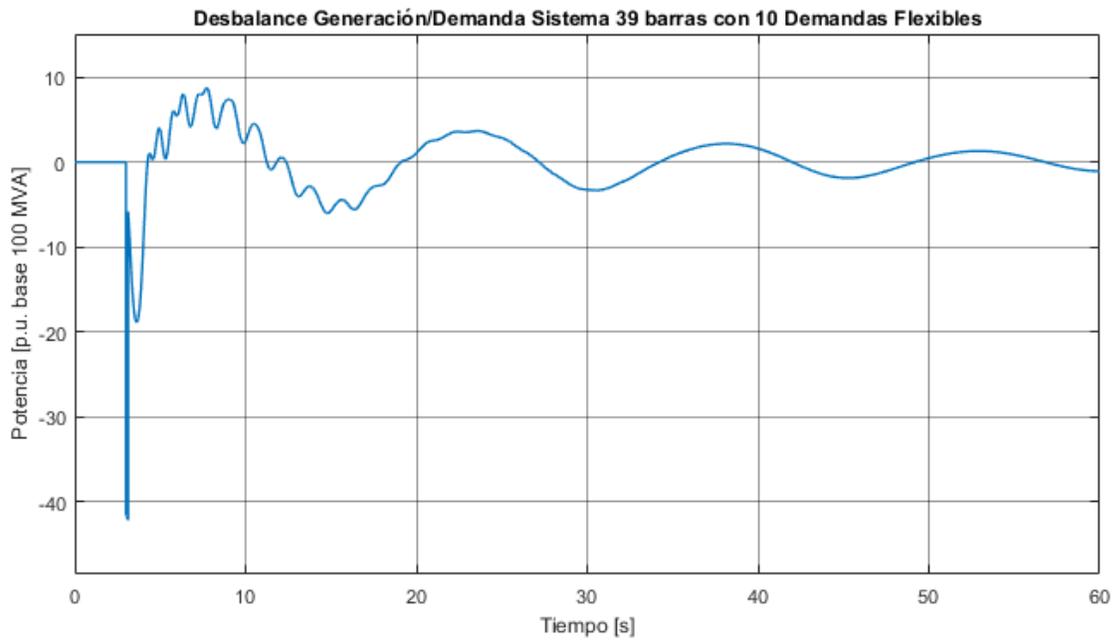


Figura 5.33: Desbalance entre demanda y generación para Sistema de 39 barras con 10 demandas flexibles.

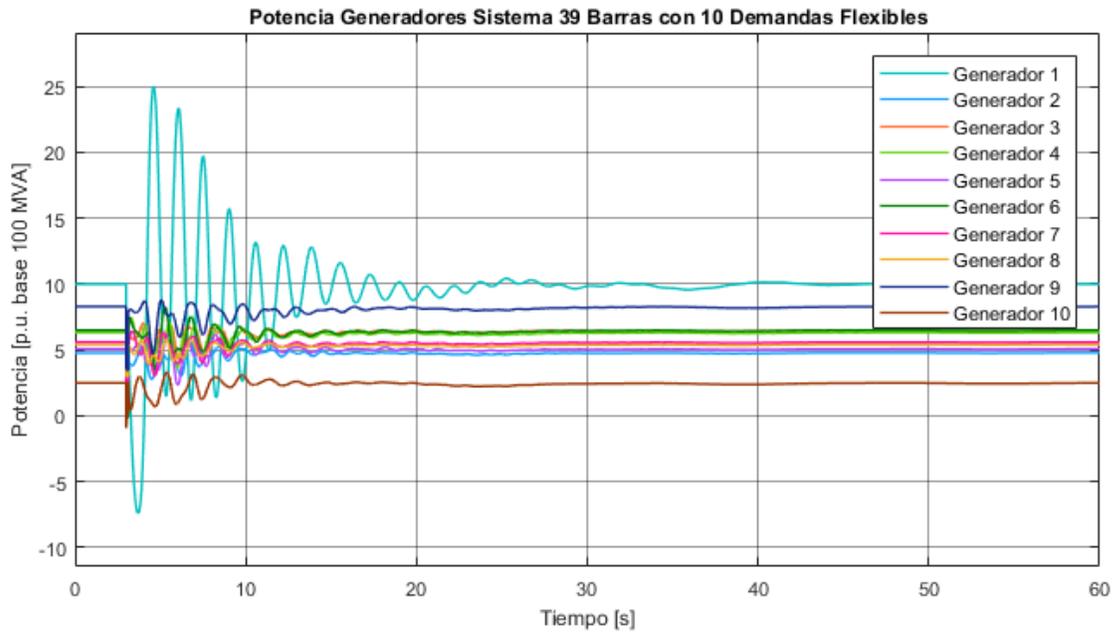


Figura 5.34: Potencia generadores para Sistema de 39 barras con 10 demandas flexibles.

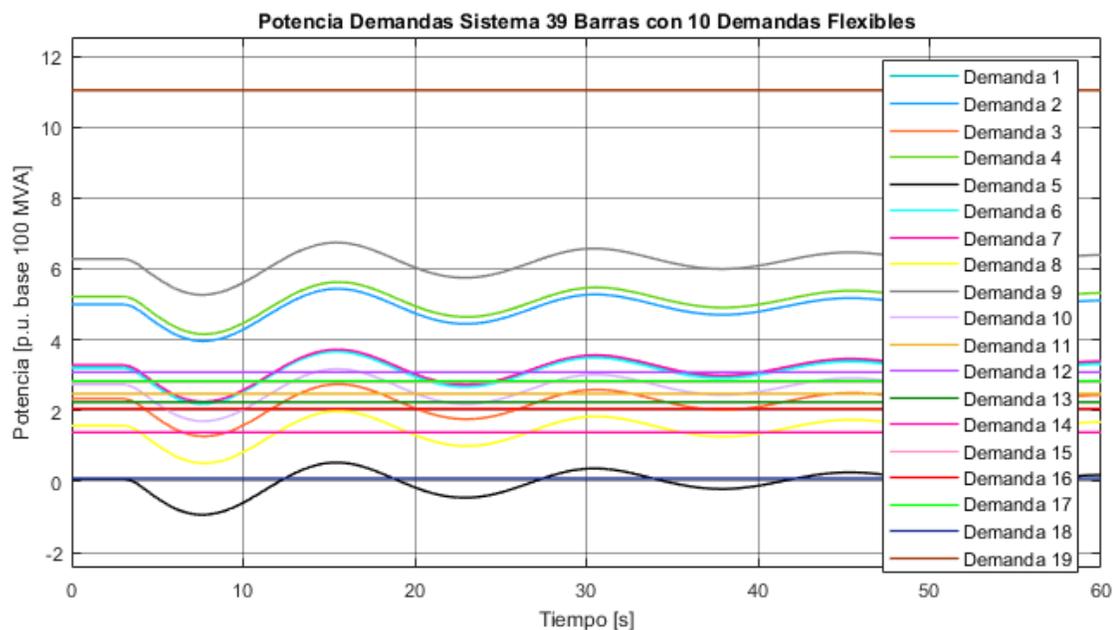


Figura 5.35: Potencia demandas para Sistema de 39 barras con 10 demandas flexibles.

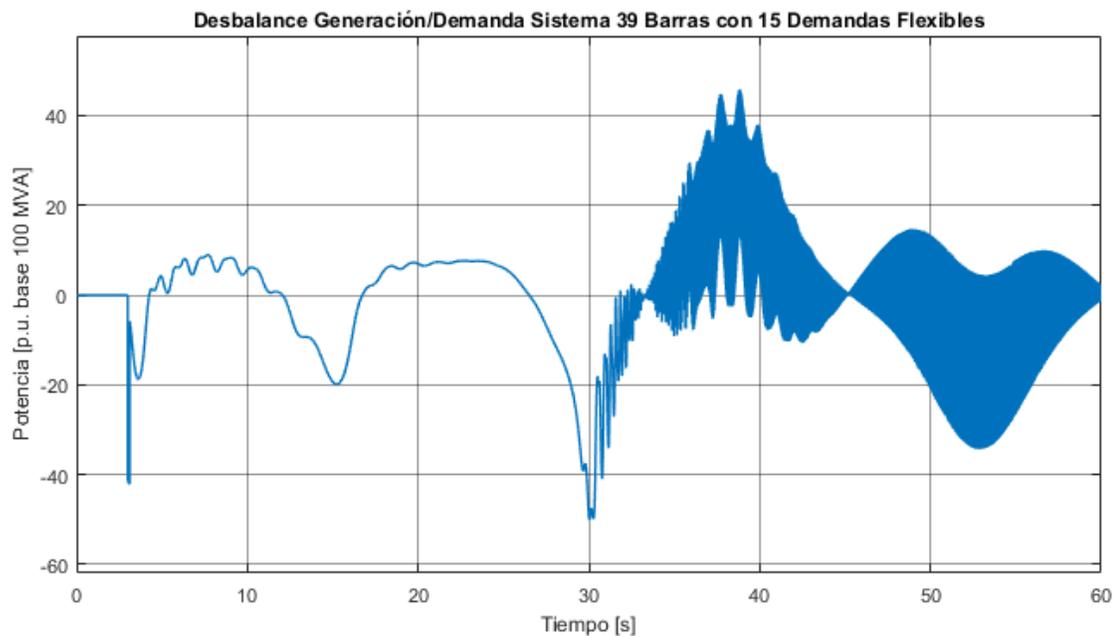


Figura 5.36: Desbalance entre demanda y generación para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles.

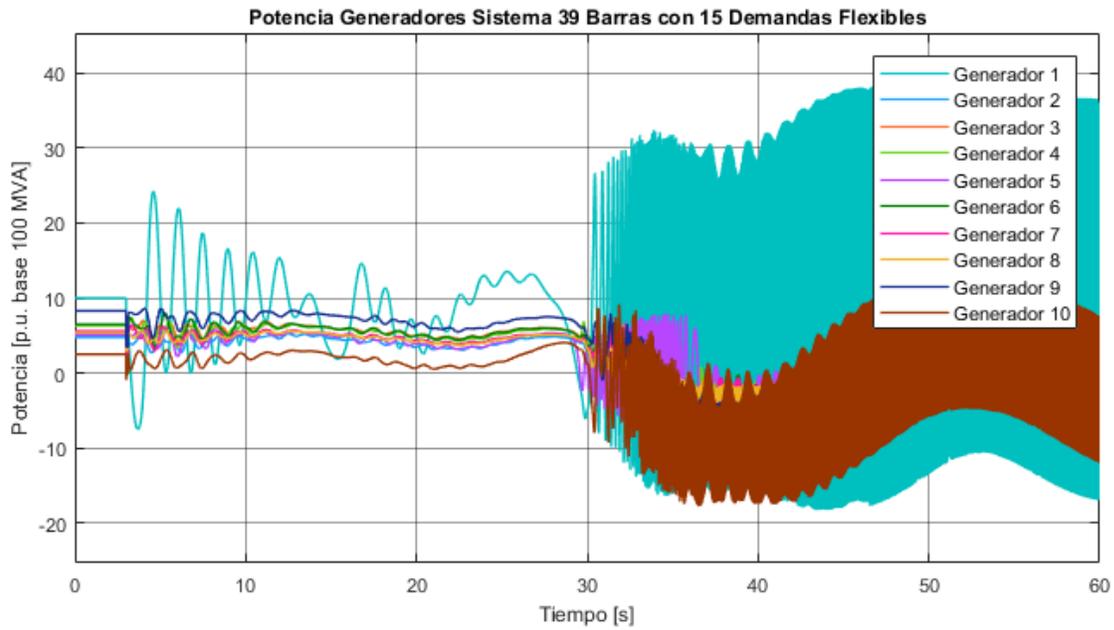


Figura 5.37: Potencia generadores para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles.

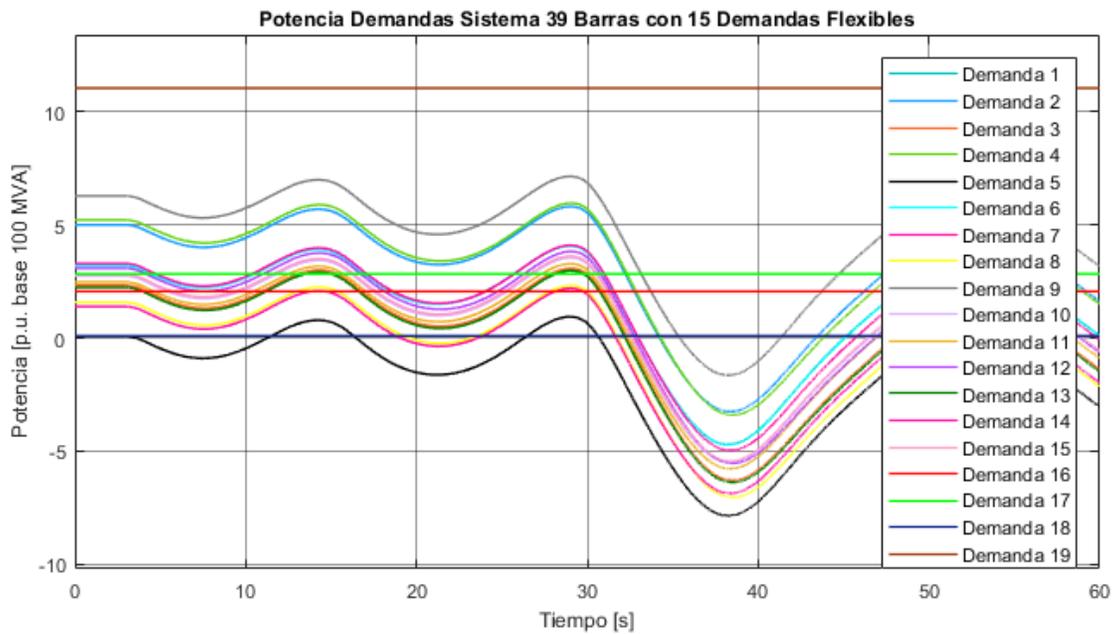


Figura 5.38: Potencia demandas para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles.

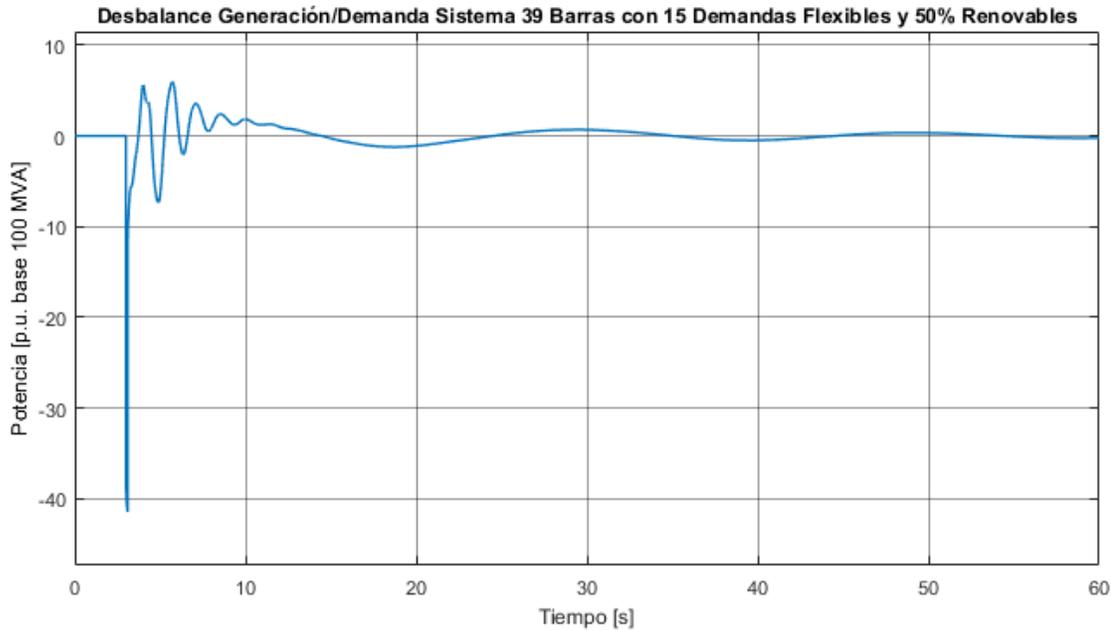


Figura 5.39: Desbalance entre demanda y generación para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles y 50 % de penetración de renovables.

la Figura 5.39 y en donde el sistema logra reducir sus oscilaciones en la ventana de tiempo estudiada. Para el caso de las potencias de los generadores, también se observa una estabilización en la ventana de tiempo estudiada, pero para las demandas es posible observar una oscilación de baja frecuencia. En este caso de estudio, se obtiene una buena respuesta transitoria a pesar de que se tiene una alta penetración de demandas flexibles, lo que se explica por la adición de dinámicas rápidas de los convertidores electrónicos que modelan a las energías renovables.

5.2.4. Resumen de resultados

Para el sistema de 39 barras en primera instancia se logra validar los resultados presentados para el sistema de la sección anterior, en particular, se obtuvieron resultados en donde se puede concluir una mejora del comportamiento de pequeña señal, en el sentido de la estabilidad, cuando se incorporan demandas flexibles. Además a partir del estudio de los factores de participación, se pudo observar que las inestabilidades que aparecen para el caso sin demandas flexibles, están relacionadas al ángulo de rotor de las máquinas sincrónicas, los precios del mercado y las potencias de referencia que se obtienen del mercado. Esto último indica que la inestabilidad cuando no se tiene respuesta de demanda tiene que ver con el acoplamiento de ambos sistemas y cómo estos interactúan entre sí.

En este sistema también se realiza una sensibilidad para la penetración de convertidores electrónicos, en función de la cantidad de demandas flexibles presentes en él. De esto, se obtuvo que a medida que se aumenta la penetración de energías renovables, el sistema puede soportar una mayor cantidad de demandas flexibles. En particular, se observa que para valores superiores al 50 % de convertidores (o energías renovables) el sistema es estable sin importar cuántas demandas flexibles hayan en el sistema. Sin embargo, al llegar a una penetración

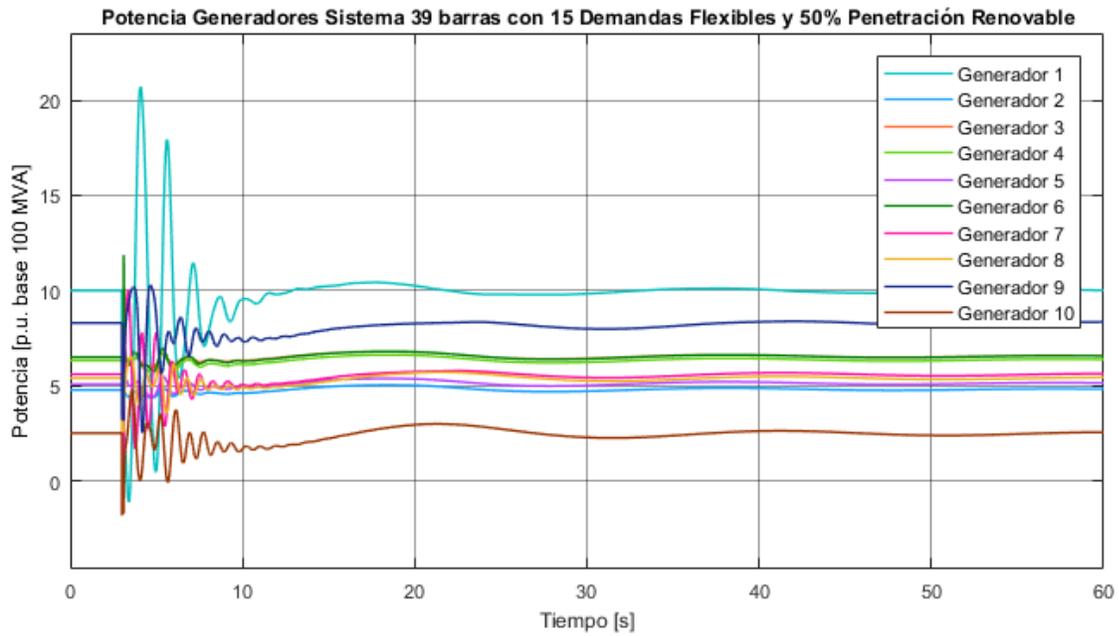


Figura 5.40: Potencia generadores para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles y 50 % de penetración de renovables.

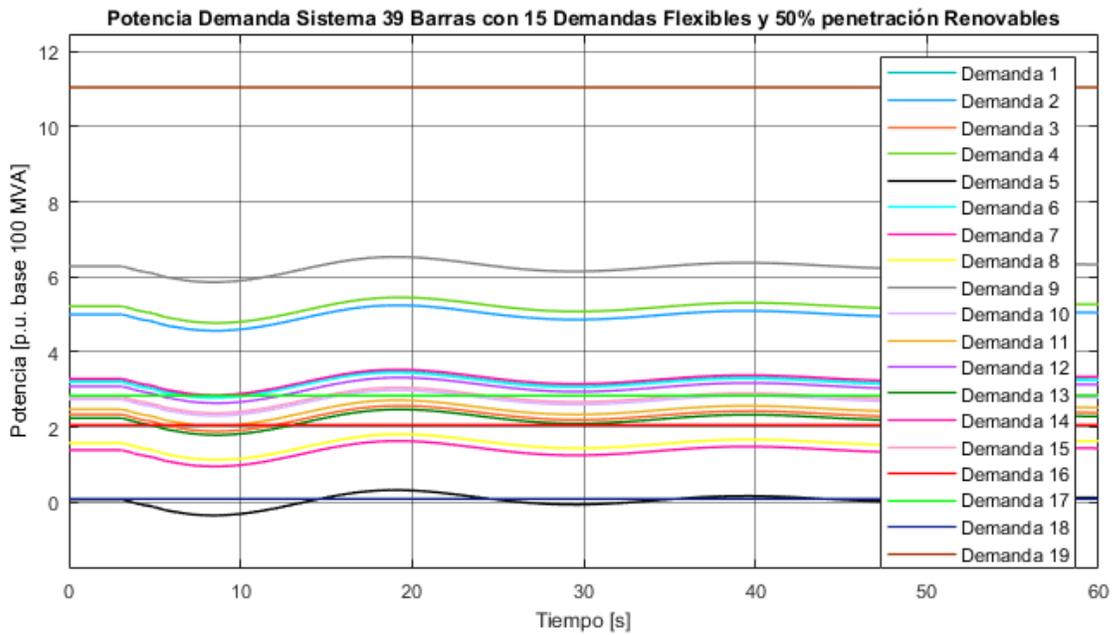


Figura 5.41: Potencia demandas para Sistema de 39 barras con 15 demandas flexibles y 50 % de penetración de renovables.

de 80 % se pudo observar que el sistema se hace inestable para todos los casos de inserción de demanda flexible. Este último punto tiene que ver con que el reemplazo de generadores sincrónicos por convertidores hace que el sistema no sea capaz de mantener la estabilidad en pequeña señal, y a pesar que se ha demostrado que las demandas flexibles ayudan al comportamiento en pequeña señal, en este caso no fue suficiente para hacer el sistema estable. De los resultados de esta sección se puede concluir que una gran cantidad de demanda flexible es beneficiosa para el sistema acoplado cuando se tienen altas penetraciones de energías renovables. Sin embargo, la cantidad de energías renovables que acepta el sistema se ve limitada no solamente por el mecanismo de mercado utilizado si no que por la capacidad propia del sistema físico de incorporar este tipo de tecnologías.

Capítulo 6

Conclusiones

En el presente trabajo de tesis se aplica una metodología para analizar la estabilidad del sistema eléctrico desde un enfoque técnico-económico, que permite acoplar las dinámicas físicas del sistema eléctrico con un mecanismo de mercado que actúa en tiempo real. Esto se desarrolla en el contexto de una red inteligente, en donde se consideran escenarios de alta penetración de ERNC y respuesta de demanda.

Como parte de la revisión del estado del arte, se concluye que el tema del acoplamiento de los sistemas eléctricos y los mercados se encuentra poco desarrollado. Si bien existen trabajos que han estudiado los mecanismos dinámicos de mercado, pocos han usado estos mecanismos para controlar los sistemas eléctricos físicos. Además, en este trabajo se presentan los nuevos enfoques de la modelación de ERNC, con los distintos tipos de convertidores que se han propuesto en la literatura. Por otro lado, se analizan los efectos que tendrán el aumento de las ERNC en los mercados y se muestra que a estas se les pueden asociar costos como los de desbalance, que permiten reducir el efecto orden de mérito de las ERNC.

Se desarrolla un modelo no lineal en MATLAB/SIMULINK en donde se modelan tanto las ecuaciones físicas del sistema eléctrico, como la dinámica del mercado, con el fin de evaluar la estabilidad de distintos escenarios de penetración renovable y de respuesta de demanda. De los resultados se observa que la respuesta de demanda es beneficiosa para el sistema en el contexto de la estabilidad de éste. Sin embargo, bajo el esquema estudiado, el sistema eléctrico tiene un límite de respuesta de demanda permitida antes de que éste se vuelva inestable. Esto se explica porque las demandas comienzan a competir, entre sí y con los generadores, para disminuir el desbalance de potencia. Además, respecto a la modelación de las demandas flexibles, se pudo observar que la manera en que se modelan puede ser un factor de inestabilidad, por lo que un correcto diseño de éstas se vuelve importante cuando las dinámicas se comienzan a acoplar.

En la misma línea de la modelación, se evalúa cómo afectan los parámetros del mercado al sistema acoplado. Para esto, se hicieron sensibilidades con el nivel de elasticidad de las demandas, de lo que se obtuvo que una alta elasticidad de la demanda puede provocar que se produzcan inestabilidades, debido a la incertidumbre que introduce en el sistema eléctrico. Otro aspecto relevante de los resultados obtenidos tiene que ver con la sensibilidad

del sistema acoplado frente a la velocidad en que se actualiza el precio de mercado en el esquema estudiado. De estos resultados se puede decir que mientras más rápida es la velocidad de actualización de los precios aparecen volatilidades, lo que empeora no sólo la respuesta en pequeña señal sino que también la respuesta transitoria del sistema.

Respecto a los dos sistemas estudiados, se pudo comprobar que los resultados relacionados con las sensibilidades del mercado se replicaron tanto en el sistema de 9 barras como en el de 39 barras. Esto, indica robustez en los modelos estudiados, bajo la propuesta metodológica que se desarrolló en el presente trabajo. Sin embargo, al ser ambos sistemas distintos, con el estudio de penetración de demanda flexible y convertidores para el sistema de 39 barras, se pudieron encontrar resultados interesantes respecto al porcentaje de este tipo de tecnologías, que acepta el sistema antes de volverse inestable. En particular, con un sistema como el de 39 barras, fue posible estudiar una mayor cantidad de casos con distintas distribuciones de las demandas flexibles. Por tanto, a diferencia del caso de 9 barras, el sistema no acepta una alta penetración de demandas flexibles cuando se tienen porcentajes de penetración renovables menores al 30 %, que se explica por el acople que sigue teniendo el mercado con el sistema físico, por la presencia de mayor cantidad de generadores sincrónicos.

Una conclusión relevante que se extrae de los resultados obtenidos, es que los niveles de información de los que disponga el usuario, los esquemas de tarifas y las estrategias de control deben avanzar en forma armónica en las redes del futuro. A partir de este trabajo se pudo observar que con la inserción de ciertas tecnologías, como los convertidores de las ERNC, los modelos se desacoplan en el tiempo, pudiendo obtener inestabilidades en los sistemas. A partir de esto, se puede decir que en un futuro, cuando estas nuevas tecnologías se vayan insertando en las redes inteligentes, se visualizan problemas de coordinación que podrían ser fuente de inestabilidad. A modo de ejemplo, si las tarifas spot con medidores inteligentes tomaran la respuesta de los consumos, como invisibles para el sistema de control, podrían aparecer condiciones de operación inestables. Por esto, es importante que en el futuro se tome en cuenta el acople entre las dinámicas reales, como las del sistema físico, y las de las herramientas de simulación que se utilicen en la resolución del mercado.

En resumen, los resultados dan evidencias de cómo se acoplarían en el futuro las escalas de tiempo de los distintos participantes del sistema. Por un lado, se observa que las demandas participan de mayor manera en la disminución del desbalance del sistema debido a que cuentan con constantes de tiempo más rápidas que las de los generadores. Por otro lado, al incorporar energías renovables modeladas como convertidores se observa un desacoplamiento entre las dinámicas del mercado y del sistema físico aún cuando se utilizan constantes de tiempo rápidas en el mercado. Esto, da señales de que en el futuro se podrán aprovechar las características de las redes inteligentes, como la comunicación e intercambio de información, para llevar a los mercados al tiempo real haciéndolos más eficientes y permitiendo que éstos hagan parte del control que hoy en día hacen los generadores convencionales. Esto, es especialmente relevante cuando se está viendo que paulatinamente los sistemas eléctricos se van transformando en sistemas limpios donde se reemplazan los generadores sincrónicos por tecnologías como las ERNC.

6.1. Trabajo Futuro

Si bien la metodología aquí presentada permite obtener resultados relevantes sobre el estudio de los sistemas futuros, queda pendiente expandir la complejidad de los modelos estudiados para que éstos sean consistentes con lo que en la literatura se espera que sean los sistemas futuros. En particular, uno de los aspectos que será importante considerar en estudios posteriores es la consideración de un mercado multi-nodal y distribuido que permita una mejor gestión de la energía. Además queda pendiente la consideración de las congestiones y valorar cómo este tipo de metodología podría ayudar a manejarlas. Estas adiciones al trabajo actual permitirán evaluar de mejor manera los beneficios de este tipo de metodología en los sistemas eléctricos acoplados.

Otro aspecto que se identifica importante de considerar, es la modelación en tiempo discreto del mercado, puesto que es sabido que las señales de precio que envía el operador son en intervalos de tiempo discretos. Para esto, se tendrá que utilizar una metodología que permita acoplar el sistema eléctrico, que es continuo, con el mercado que estaría modelado discretamente. Relacionado a esto, también se encuentra la necesidad de modelar de una manera más realista las mediciones de desbalance que se realizan en el sistema físico. Es importante evaluar si éstas debiesen realizarse en tiempo discreto y qué variables se consideran pertinentes para poder medir el desbalance o la desviación de frecuencia.

Respecto a los modelos de electrónica, se tiene evidencia que los convertidores grid-forming permitirán alcanzar una incorporación de ERNC cercana al 100 %, por esto, es importante que en un trabajo futuro se considere este tipo de modelación para los convertidores y lo que esto implica en el resto del sistema físico. Además, la inserción masiva de ERNC viene acompañada de la incorporación de almacenamiento en el sistema para que éstas puedan prestar servicios a la red. Entonces, para futuros trabajos puede ser relevante estudiar cómo interactúan las dinámicas de este tipo de equipos con la respuesta de demanda y el mercado dinámico estudiado.

Los mercados en los sistemas futuros son un tema que debe seguir desarrollándose. Hoy en día, la manera en que se manejan los mercados eléctricos no ha variado sustancialmente desde que éstos fueron creados. Si bien con el tiempo han ido apareciendo nuevos esquemas y servicios, los mercados se siguen operando bajo el mismo paradigma, es decir, la presencia de los generadores sincrónicos. Esto, es un aspecto relevante a considerar si se quiere estudiar un sistema futuro con alta penetración de energías renovables, puesto que en este tipo de sistemas los precios de mercado pueden llegar incluso a valores negativos. La baja de los costos se hace especialmente importante cuando se consideran sistemas con penetraciones cercanas al 100 %. Por esto, es importante el estudio de cómo modelar las ERNC en los mercados eléctricos, de una manera que les permita participar activamente de ellos.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía Chile. Energía 2050 Política Energética de Chile, 2015.
- [2] Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. *Cop21*, 21930:18, 2015.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA). World energy transitions outlook. Technical report, 2021.
- [4] Severin Borenstein, Michael Jaske, and Arthur Rosenfeld. Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets. *Journal of the American Chemical Society*, 128:4136–4145, 2002.
- [5] Ruilong Deng, Zaiyue Yang, Mo Yuen Chow, and Jiming Chen. A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 11(3):570–582, 2015.
- [6] Xi Fang, Satyajayant Misra, Guoliang Xue, and Dejun Yang. Smart grid - The new and improved power grid: A survey. *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, 14(4):944–980, 2012.
- [7] Federico Milano, Florian Dorfler, Gabriela Hug, David J. Hill, and Gregor Verbič. Foundations and challenges of low-inertia systems (Invited Paper). *20th Power Systems Computation Conference, PSCC 2018*, pages 1–25, 2018.
- [8] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany. Demand Response in Electricity Markets : An Overview. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pages 1–5, 2007.
- [9] Li Ping Qian, Angela Zhang, Jianwei Huang, and Yuan Wu. Demand Response Management via Real-Time Electricity Price Control in Smart Grids. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 31(7):1268–1280, 2013.
- [10] Anuradha M. Annaswamy, Massoud Amin, Christopher L. Demarco, and Tariq Samad. *IEEE Vision for Smart Grid Controls: 2030 and Beyond*. 2013.
- [11] Dylan J. Shiltz, Stefanos Baros, Milos Cvetkovic, and Anuradha M. Annaswamy. Integration of Automatic Generation Control and Demand Response via a Dynamic Regulation Market Mechanism. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 27(2):631–646, 2019.

- [12] Jesper Knudsen, Jacob Hansen, and Anuradha M. Annaswamy. A Dynamic Market Mechanism for the Integration of Renewables and Demand Response. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 24(3):940–955, 2016.
- [13] Dylan J. Shiltz, Miloš Cvetković, and Anuradha M. Annaswamy. An Integrated Dynamic Market Mechanism for Real-Time Markets and Frequency Regulation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2):875–885, 2016.
- [14] Fernando L. Alvarado, Jianping Meng, Christopher L. Demarco, and Wellington S. Mota. Stability analysis of interconnected power systems coupled with market dynamics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(4):695–701, 2001.
- [15] Prabha Kundur. *Power System Stability And Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [16] Lingling Fan. *Control and Dynamics in Power Systems and Microgrids*. CRC Press, 2017.
- [17] Arman Kiani, Anuradha Annaswamy, and Tariq Samad. A hierarchical transactive control architecture for renewables integration in smart grids: Analytical modeling and stability. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4):2054–2065, 2014.
- [18] Na Li, Changhong Zhao, and Lijun Chen. Connecting automatic generation control and economic dispatch from an optimization view. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 3(3):254–264, 2016.
- [19] Xuan Zhang, Na Li, and Antonis Papachristodoulou. Achieving real-time economic dispatch in power networks via a saddle point design approach. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2015-Septe, 2015.
- [20] Dylan J. Shiltz and Anuradha M. Annaswamy. A practical integration of automatic generation control and Demand Response. *Proceedings of the American Control Conference*, 2016-July:6785–6790, 2016.
- [21] Ministerio de Energía Chile. Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile, 2020.
- [22] Ministerio de Energía Chile. Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica, 2019.
- [23] Ragini Patel, Chaojie Li, Xinghuo Yu, and Brendan McGrath. Optimal Automatic Generation Control of an Interconnected Power System under Network Constraints. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(9):7220–7228, 2018.
- [24] Salvatore D’Arco, Jon Are Suul, and Olav B. Fosso. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. *Electric Power Systems Research*, 122:180–197, 2015.
- [25] Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodríguez. Control of power converters in AC microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(11):4734–4749, 2012.

- [26] Alessandro Crivellaro, Ali Tayyebi, Catalin Gavriluta, Dominic Groß, Adolfo Anta, Friederich Kupzog, and Florian Dörfler. Beyond low-inertia systems: Massive integration of grid-forming power converters in transmission grids. *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 2–6, 2019.
- [27] Deepak Ramasubramanian, Ziwei Yu, Rajapandian Ayyanar, Vijay Vittal, and John Undrill. Converter Model for Representing Converter Interfaced Generation in Large Scale Grid Simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1):765–773, 2017.
- [28] Daniel S. Kirschen and Goran Strbac. *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons, 2 edition, 2004.
- [29] Baraa Mohandes, Mohamed Shawky El Moursi, Nikos Hatziargyriou, and Sameh El Khatib. A Review of Power System Flexibility with High Penetration of Renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4):3140–3155, 2019.
- [30] Arthur Berger and Fred Schweppe. Real Time Pricing to Assist In Load Frequency Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(3), 1989.
- [31] F. L. Alvarado. The dynamics of power system markets. *Power System Engineering Research Center*, 1997.
- [32] F. L. Alvarado. Is system control entirely by price feasible? *Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, HICSS 2003*, 2003.
- [33] F.L. Alvarado and W.S. Mota. The role of energy imbalance management on power market stability. *Proceedings of the Thirty-First Hawaii International Conference on System Sciences*, 3:4–8, 1998.
- [34] W. S. Mota and F. L. Alvarado. Dynamic coupling between power markets and power systems with congestion constraints. *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings*, 1:165–170, 2001.
- [35] D. Watts and F.L. Alvarado. The influence of futures markets on real time price stabilization in electricity markets. *37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2004. Proceedings of the*, 00(C):1–7, 2004.
- [36] D. Watts and F.L. Alvarado. Futures market impacts on electricity prices. *2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pages 20–25, 2004.
- [37] E.H.M. Wittebol, A. Jokic, and P.P.J. van den Bosch. Dynamic Market Behavior of Autonomous Network based Power Systems. *2005 International Conference on Future Power Systems*, pages 1–6, 2005.
- [38] F. Alvarado. The Stability Of Power System Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2), 1999.
- [39] James Nutaro and Vladimir Protopopescu. The Impact of Market Clearing Time and Price Signal Delay on the Stability of Electric Power Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1337–1345, 2009.

- [40] R. M. Hermans, A. Jokic, P. P. J. Van Den Bosch, J. Frunt, I. G. Kamphuis, and C. J. Warmer. Limitations in the design of ancillary service markets imposed by communication network delays. *2010 7th International Conference on the European Energy Market*, pages 1–6, 2010.
- [41] Arman Kiani and Anuradha Annaswamy. The effect of a smart meter on congestion and stability in a power market. *49th IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, pages 194–199, 2010.
- [42] Mardavij Roozbehani, Munther Dahleh, and Sanjoy Mitter. Dynamic Pricing and Stabilization of Supply and Demand in Modern Electric Power Grids. *2010 1st IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2010*, pages 543–548, 2010.
- [43] Mardavij Roozbehani, Munther A Dahleh, and Sanjoy K Mitter. Volatility of Power Grids Under Real-Time Pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4):1926–1940, 2012.
- [44] Yile Liang, Feng Liu, and Shengwei Mei. Stability Analysis of the Hybrid Dynamics Coupling Power Systems with Power Markets. *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–5, 2015.
- [45] Mung Chiang, Steven H Low, Robert Calderbank, and John C Doyle. Layering as Optimization Decomposition : A Mathematical Theory of Network Architectures. *Proceedings of the IEEE*, 95(1), 2007.
- [46] Arman Kiani and Anuradha M Annaswamy. Wholesale energy market in a smart grid: Dynamic modeling and stability. *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, pages 2202–2207, 2011.
- [47] Arman Kiani Bejestani and Anuradha Annaswamy. A dynamic mechanism for wholesale energy market: Stability and robustness. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(6):2877–2888, 2014.
- [48] E. Ela, M. Milligan, A. Bloom, A. Botterud, A. Townsend, T. Levin, and B. A. Frew. Evolution of Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Incentivizing flexibility in system operations. *Electricity Journal*, 29(4):51–60, 2016.
- [49] Ottmar Edenhofer, Lion Hirth, Brigitte Knopf, Michael Pahle, Steffen Schlömer, Eva Schmid, and Falko Ueckerdt. On the economics of renewable energy sources. *Energy Economics*, 40:S12–S23, 2013.
- [50] Michael Milligan, Hannele Holttinen, Juha Kiviluoma, Antje Orths, Muireann A. Lynch, and Lennart Soder. Market designs for high levels of variable generation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, (October), 2014.
- [51] Lion Hirth. The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, 38(2013):218–236, 2013.

- [52] Marcus Hildmann, Andreas Ulbig, and Goran Andersson. Revisiting the merit-order effect of renewable energy sources. *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–1, 2015.
- [53] Michael Joos and Iain Staffell. Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 86(January):45–65, 2018.
- [54] P. W. Sauer and M. Pai. *Power system dynamics and stability*. Prentice Hall, 1998.
- [55] DIgSILENT GmbH. 39 bus New England system. pages 1–16, 2018.
- [56] Claudia Rahmann and Jorge Vega. EL7052 , Modelamiento y control de sistemas de potencia Clase : Simulación de sistemas multimáquina.
- [57] Linash Kunjumammed, Stefanie Kuenzel, and Bikash Pal. Load modelling. In *Simulation of Power System with Renewables*, pages 113–132. Elsevier Inc., 2020.
- [58] P.M Anderson and A.A Fouad. *Power System Control and Stability*. Wiley-IEEE Press, 1977.
- [59] Ian Hiskens. IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls. 2013.