



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

**MODELACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN  
REDES INTELIGENTES CON MECANISMOS DINÁMICOS DE MERCADO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

PAZ CONSTANZA FERNÁNDEZ CARRASCO

PROFESOR GUÍA:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBRO DE LA COMISIÓN:  
ANGELA FLORES QUIROZ  
FRANCISCO RIVERA SERRANO

SANTIAGO DE CHILE  
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA  
POR: PAZ CONSTANZA FERNÁNDEZ CARRASCO  
FECHA: 2023  
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

## **MODELACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN REDES INTELIGENTES CON MECANISMOS DINÁMICOS DE MERCADO**

Debido a los grandes desafíos que trae consigo el avance del cambio climático a los Sistemas Eléctricos de Potencia, se ve necesario realizar estudios que apunten a combatir y a mitigar los efectos que se generan. En particular, las redes inteligentes son Sistemas Eléctricos de Potencia que incluyen varios de los elementos que permiten disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero tales como: recursos distribuidos, generación renovable, gestión de la demanda, electromovilidad, entre otros.

En este contexto, el presente trabajo tiene como objetivo principal evaluar el impacto de la gestión de la demanda en redes eléctricas inteligentes. Para conseguir esto, se realiza una búsqueda bibliográfica y análisis del estado del arte con el objetivo de presentar los fundamentos teóricos y estudios relevantes relacionados con las temáticas de este trabajo. Posteriormente, se elaboran los modelos para la gestión de la demanda tanto en el mundo físico como en el mundo de la decisión, por medio de la utilización de los software MATLAB y Simulink. Adicionalmente, se expone el caso de estudio del Sistema IEEE de 9 barras junto con los escenarios a estudiar.

A partir de los resultados obtenidos se puede observar las variaciones que existe en el sistema ante las diferentes dinámicas que se incluyen, como el acoplamiento entre el mundo físico con el mercado, gestión de la demanda y la incorporación de generación no convencional. En particular, es de real importancia cuidar los parámetros como la velocidad de actualización de los precios de mercado o de la elasticidad de la demanda ya que pueden generar una mayor inestabilidad debido a las dinámicas presentes en los modelos.

Como trabajo futuro se propone modificar la modelación del mercado eléctrico por un problema de optimización bi-nivel, conocido como líder-seguidor, en el cual se logren, en diferentes escalas de tiempo, determinar los puntos de consumo de las cargas flexibles e inflexibles. Adicionalmente, se propone introducir congestión dentro de las líneas de transmisión para generar resultados más realistas y evidenciar el efecto que genera la gestión de la demanda ante el desacople de los precios.

*Para mi mamá y papá,  
quienes siempre me han impulsado a dar lo mejor de mí.*

# Agradecimientos

En primer lugar me gustaría agradecer a mi familia, ya que no sería la persona que soy sin su amor, entrega y enseñanza. En particular, a mi mamá, Pilar Carrasco, por tener la paciencia y fuerza de sentarte a estudiar conmigo días enteros cuando era pequeña, a mi papá, Alejandro Fernández, por siempre estar presente, tanto en los buenos como en los malos momentos. Siempre recordaré como desde pequeños nos instaban a ser curiosos y a preguntarnos el por qué de las cosas a mi y mis hermanos. Aprecio mucho el apoyo que siempre me han brindado en cada una de las decisiones que he tomado y espero poder darles mucho más de vuelta.

De igual forma, quiero agradecer a mi abuelita Ofrelia Romero, por su inmenso cariño, por regalarme con comida rica y por esas sopaipillas que solo tú sabes hacer. También, por esas encomiendas con olor a sur, que siempre traen regalos y detalles que nos encantan.

Agradezco a mis amigas del liceo, que me han acompañado por un largo tiempo y que las amo con todo mi corazón. Son de esas amistades que, a pesar de no poder vernos muy seguido, siempre están ahí para conversar, dar su apoyo incondicional, organizar fiestas o simplemente tener tardes de bingo.

También quiero agradecer a las amistades que hice por mi paso en la universidad. En especial a mis amiguitas Cami, Javi, Feña, Nacha y Gabi, que hicieron que fuese mucho más llevadero el paso por beauchef desde plan común. Y a mi amiguito de eléctrica Joaco, que fue el único que me soportó hasta el final de la carrera.

Por último, agradecer a mi profesor guía Rodrigo Mendoza, quién me dió la idea inicial para poder realizar este trabajo, además de la confianza y libertad para trabajar a mi manera.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Identificación y formulación del problema . . . . .	1
1.2. Objetivos del trabajo . . . . .	2
1.2.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.3. Estructura del documento . . . . .	2
<b>2. Marco Teórico y Estado del Arte</b>	<b>4</b>
2.1. Marco Teórico . . . . .	4
2.1.1. Redes Inteligentes . . . . .	4
2.1.2. Cambio climático . . . . .	5
2.1.2.1. Iniciativas Chilenas . . . . .	6
2.1.3. Gestión de la demanda . . . . .	7
2.1.3.1. Transición energética . . . . .	9
2.1.3.2. Caso Chileno . . . . .	10
2.1.4. Infraestructura de una red inteligente . . . . .	11
2.1.5. Mercado Eléctrico . . . . .	12
2.1.5.1. Mecanismos dinámicos de mercado . . . . .	13
2.2. Estado del Arte . . . . .	14
<b>3. Modelo Propuesto</b>	<b>17</b>
3.1. Marco metodológico . . . . .	17
3.1.1. Brechas de escala de tiempo . . . . .	18
3.2. Gestión de la demanda . . . . .	18
3.2.1. Mundo Físico . . . . .	18
3.2.2. Mundo de la decisión . . . . .	21
3.2.2.1. Modelo del Mercado Eléctrico . . . . .	22
<b>4. Caso de Estudio - Sistema IEEE de 9 barras</b>	<b>25</b>
4.1. Diagrama de la red . . . . .	25
4.2. Sistema físico . . . . .	26
4.3. Mercado eléctrico . . . . .	28
4.4. Simulación . . . . .	29
4.5. Escenarios de Estudio . . . . .	30
4.5.1. Modelo físico del sistema IEEE de 9 barras . . . . .	30
4.5.2. Modelo acoplado . . . . .	30
4.5.3. Modelo acoplado con gestión de la demanda . . . . .	31
4.5.4. Modelo acoplado con gestión de la demanda y generación renovable . . . . .	31

4.6. Casos de estudio . . . . .	32
<b>5. Resultados y Análisis del Sistema IEEE de 9 barras</b>	<b>33</b>
5.1. Estabilidad de los diferentes escenarios . . . . .	33
5.2. Sensibilidad ante variación del parámetro de mercado $\tau_\lambda$ . . . . .	38
5.3. Sensibilidad ante variación del parámetro de la demanda $\tau_d$ . . . . .	47
<b>6. Conclusiones</b>	<b>51</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	51
6.2. Trabajo Futuro . . . . .	52
<b>Bibliografía</b>	<b>54</b>
<b>Anexo</b>	<b>57</b>
A. Información para la construcción de las cargas físicas . . . . .	57
A.1. Parámetros ZIP mínimos y máximos para cada categoría de uso final	57
A.2. Energía consumida y porcentaje de uso de diferentes cargas residenciales	58

# Índice de Tablas

3.1.	Modelos Mínimo, Máximo y Ponderado de las cargas flexibles . . . . .	20
3.2.	Modelos Mínimo, Máximo y Ponderado de las cargas inflexibles . . . . .	20
4.1.	Datos del Regulador de velocidad para la Red de 9 barras . . . . .	26
4.2.	Datos del Regulador de voltaje para la Red de 9 barras . . . . .	27
4.3.	Datos de Convertidores Electrónicos para la Red de 9 barras . . . . .	28
4.4.	Datos de Mercado de los generadores de la red . . . . .	28
4.5.	Datos de Mercado de las cargas flexibles de la red . . . . .	29
4.6.	Datos de Mercado de las cargas inflexibles de la red . . . . .	29
4.7.	Escenarios con sus casos de estudio . . . . .	32
5.1.	Ubicación de los polos conjugados inestables para el caso de estudio CE2, es- cenario M+A . . . . .	39
5.2.	Ubicación de los polos conjugados inestables para el caso de estudio CE2, es- cenario M+A+D . . . . .	41
5.3.	Ubicación de los polos conjugados inestables para el caso de estudio CE2, es- cenario M+A+D+FC . . . . .	43
A.1.	Parámetros ZIP mínimos y máximos para cada categoría de uso final . . . . .	57
A.2.	Energía consumida y porcentaje de uso para cargas residenciales . . . . .	58

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Diagrama de una Red Inteligente . . . . .	4
2.2.	INGEI de Chile: emisiones de GEI totales (kt CO <sub>2</sub> ) por sector, 1990-2018 [5] . . . . .	6
2.3.	Diferentes mecanismos de gestión de demanda . . . . .	9
2.4.	Estructura del controlador transactivo jerárquico [21] . . . . .	15
3.1.	Estructura del Sistema . . . . .	17
3.2.	Clasificación de los diferentes Programas de Respuesta de Demanda. . . . .	21
4.1.	Sistema IEEE de 9 barras . . . . .	25
4.2.	Regulador de Velocidad . . . . .	26
4.3.	Regulador de Voltaje . . . . .	26
4.4.	Lazo de Control de potencia activa del convertidor electrónico . . . . .	27
4.5.	Lazo de Control de voltaje del convertidor electrónico . . . . .	27
4.6.	Lazo de Control de PLL . . . . .	27
4.7.	Metodología de la simulación . . . . .	29
4.8.	Simplificación del diagrama de bloques del modelo físico del Sistema IEEE de 9 barras . . . . .	30
4.9.	Modelo Acoplado . . . . .	31
4.10.	Modelo Acoplado, con gestión de demanda . . . . .	31
5.1.	CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M . . . . .	34
5.2.	CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A . . . . .	34
5.3.	CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M, con zoom . . . . .	35
5.4.	CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, con zoom . . . . .	35
5.5.	CE1: Diagrama de polos y ceros para el Escenario M+A+D . . . . .	36
5.6.	CE1: Diagrama de polos y ceros para el Escenario M+A+D+FC . . . . .	37
5.7.	CE1: Comparación de los diferentes escenario de estudio . . . . .	37
5.8.	CE2: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_\lambda$ para el caso de estudio M+A . . . . .	38
5.9.	CE2: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_\lambda$ para el caso de estudio M+A con zoom . . . . .	39
5.10.	CE2: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_\lambda$ para el caso de estudio M+A+D . . . . .	40
5.11.	CE2: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_\lambda$ para el caso de estudio M+A+D con zoom . . . . .	41
5.12.	CE2: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_\lambda$ para el caso de estudio M+A+D+FC . . . . .	42
5.13.	CE2: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_\lambda$ para el caso de estudio M+A+D+FC con zoom . . . . .	43
5.14.	CE2.1: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para $\tau_\lambda = 1$ . . . . .	44
5.15.	CE2.1: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para $\tau_\lambda = 1$ , con zoom . . . . .	44
5.16.	CE2.2: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para $\tau_\lambda = 5$ . . . . .	45



5.17.	CE2.2: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para $\tau_\lambda = 5$ , con zoom . . . . .	45
5.18.	CE2.3: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para $\tau_\lambda = 6.5$ . . . . .	46
5.19.	CE2.3: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para $\tau_\lambda = 6.5$ , con zoom . . . . .	47
5.20.	CE3: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_d$ para el caso de estudio M+A+D . . .	48
5.21.	CE3: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_d$ para el caso de estudio M+A+D con zoom . . . . .	48
5.22.	CE3: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_d$ para el caso de estudio M+A+D+FC	49
5.23.	CE3: Sensibilidad ante variaciones en $\tau_d$ para el caso de estudio M+A+D+FC con zoom . . . . .	50

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Identificación y formulación del problema

Los sistemas eléctricos de potencia tradicionales, también denominados SEP, transportan la energía desde los polos de generación hacia los centros de consumo, transformando el voltaje a través del sistema de transmisión con el fin de reducir las pérdidas en el sistema, obteniendo así una sola dirección de la energía producida. Sin embargo, en la lucha contra el cambio climático, se ha producido un incremento en la generación a partir de fuentes renovables, ya sea a nivel de generación, transmisión o distribución, como también la introducción de nuevas tecnologías, lo que genera nuevos desafíos a la hora de operar de manera confiable y segura los sistemas de energía [1].

Es en este contexto que surgen las redes inteligentes que procuran que la energía entregada a los consumidores sea sostenible, fiable, segura y con un alto nivel de calidad. Esto es posible al integrar al sistema una infraestructura de comunicación adecuada que permita controlar y gestionar las salidas de energías variables, como por ejemplo, la generación a partir de fuentes renovables y, que a su vez, permita generar una mayor participación por parte de los consumidores, mejorando así la eficiencia del sistema [2].

La gestión de la demanda eléctrica o respuesta de la demanda es un concepto que permite ajustar la demanda, en función de las variaciones que presentan las energías renovables, logrando generar beneficios, pero también nuevos desafíos. Al introducir la gestión de la demanda en las redes inteligentes es necesario crear un mecanismo dinámico con el cual se pueda alcanzar el equilibrio, entre la oferta y demanda, y un despacho económico óptimo en cada instante [3].

Este trabajo tiene como objetivo explorar diferentes mecanismos para modelar y gestionar la demanda eléctrica de modo de introducirla en las redes inteligentes. Esto, con el objetivo de estudiar el impacto del comportamiento de la demanda en los distintos lazos de control de los sistemas eléctricos inteligentes. Adicionalmente, se opta por realizar un análisis de sensibilidad de diferentes variables del modelo para estudiar el comportamiento entre la toma de decisión de la demanda y las señales de precio que son enviadas desde el mercado eléctrico.

## 1.2. Objetivos del trabajo

### 1.2.1. Objetivo general

Es por lo señalado con anterioridad que el objetivo general de este trabajo corresponde a evaluar el impacto de la gestión de la demanda en los sistemas eléctricos de potencia inteligentes, entendiendo como Sistemas Inteligentes a aquellos sistemas que presentan un uso intensivo de las energías renovables, participación de la demanda y mecanismos dinámicos de mercado.

### 1.2.2. Objetivos específicos

Para esto, se contemplan los siguientes objetivos específicos

1. Estudiar el acoplamiento entre la dinámica del mercado eléctrico y los sistemas de potencia.
2. Analizar las diferentes formas de modelar la demanda eléctrica como resultado de una revisión del Estado del Arte.
3. Desarrollar un modelo de la demanda eléctrica en el mundo físico y en el mercado eléctrico.
4. Evaluar el comportamiento de la demanda energética introduciendo el modelo creado en los lazos de control de los sistemas eléctricos inteligentes.

## 1.3. Estructura del documento

El trabajo se estructura de la siguiente manera: en el Capítulo 2: se presenta el Marco Teórico; en la sección 2.1, donde se introducen los fundamentos relacionados con el trabajo a realizar. Se presentan las redes inteligentes, los factores que influyeron en su desarrollo y los beneficios que trae su implementación. Adicionalmente, en el Capítulo 2 se incluye el Estado del Arte, en la sección 2.2, donde se realiza una revisión de la literatura, en la que se estudiaron diferentes alternativas de gestión de demanda.

El Capítulo 3 contiene el modelo propuesto para el desarrollo del trabajo, en particular en la sección 3.1 se presenta el marco metodológico, mientras que en la sección 3.2 se muestra la modelación de la gestión de demanda tanto en el mundo físico como en el mundo de la toma de decisión.

Con el objetivo de aplicar el trabajo desarrollado en el capítulo anterior, se realizan diferentes casos de estudios, lo cuales se presentan en el Capítulo 4. Para este trabajo, los modelos propuestos se incorporan en los distintos lazos de control que se implementan al sistema del estándar IEEE de 9 barras. De forma adicional, en este capítulo se definen los escenarios de estudio junto con los diferentes análisis a los que son sometidos estos escenarios.

Los resultados obtenidos y el análisis de estos, se presentan en el Capítulo 5, en el cual, cada sección corresponde a un caso de estudio diferente. Es decir, en la Sección 5.1 se presenta la estabilidad de los diferentes escenarios, y en las Secciones 5.2 y 5.3 se muestran

las sensibilidades ante las variaciones de los parámetros de mercado  $\tau_\lambda$  y variaciones en el parámetro de la demanda  $\tau_d$ .

Finalmente, en el último capítulo, es decir, el Capítulo 6, se presentan las principales conclusiones del trabajo realizado y sugerencias como trabajo futuro.

# Capítulo 2

## Marco Teórico y Estado del Arte

### 2.1. Marco Teórico

#### 2.1.1. Redes Inteligentes

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son el conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad [4]. Sin embargo, la estructura y/o composición de estos SEP se ha ido modificando con el paso del tiempo, influenciado por diferentes factores como la crisis climática y los avances tecnológicos, abriendo el paso a las redes inteligentes.

Las redes inteligentes a grandes rasgos son sistemas eléctricos capaces de integrar, de forma eficiente, la demanda eléctrica con las fuentes de generación tradicionales y aquellas a partir de fuentes renovables.

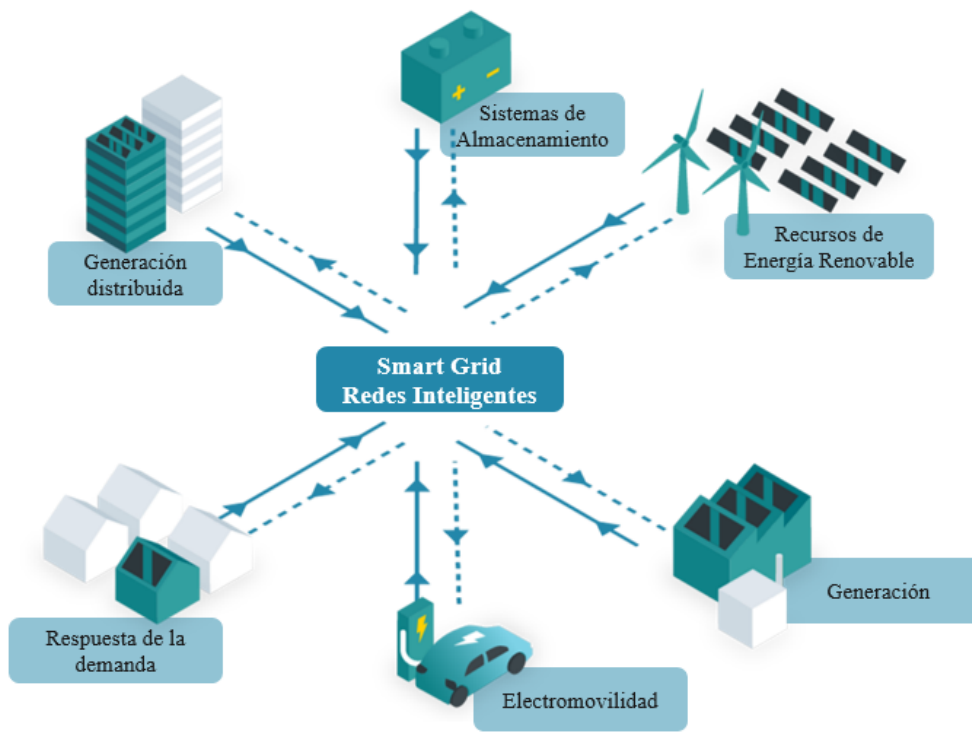


Figura 2.1: Diagrama de una Red Inteligente

Además, en estas redes se introducen nuevos elementos como los sistemas de almacenamiento, la electromovilidad, la respuesta de la demanda y la generación en los diferentes niveles de los SEP. En la Figura 2.1 se puede apreciar un esquema en donde todos estos elementos interactúan dentro de una red inteligente.

### 2.1.2. Cambio climático

Según las Naciones Unidas, el cambio climático corresponde a los cambios a largo plazo de las temperaturas y de los patrones climáticos. Este cambio trae consigo diversos impactos en los ecosistemas debido al aumento en frecuencia e intensidad de los fenómenos meteorológicos extremos, tales como las olas de frío o de calor, sequías e inundaciones, entre otros. Este conjunto de efectos, además de perjudicar la calidad de vida de las personas, genera un estrés significativo en los SEP, puesto que impactan directamente a los sistemas de generación, transmisión y distribución, haciendo más difícil mantener una correcta operación de la red eléctrica con los niveles de confiabilidad y seguridad requeridos.

Según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), para el año 2018, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) totales en el país alcanzaron un valor de 112.313 kt CO<sub>2</sub> eq<sup>1</sup>. Estas emisiones de GEI se reparten en 5 sectores: Energía, Procesos industriales y uso de productos (IPPU), Agricultura, Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS), y Residuos. En particular, el sector UTCUTS, es el único que absorbe CO<sub>2</sub>, por lo que ayuda a mitigar las emisiones de GEI en el país.

En la Figura 2.2 se puede observar la evolución de la emisión de GEI en Chile. El principal sector emisor de este tipo de gases es el Energético, alcanzando un valor de 77,4% para el año 2018, seguido del sector de Agricultura con un 10,5%, Residuos con un 6,2% y por último se encuentra IPPU con un 5,9%.

El incremento sostenido de las emisiones del sector energético se debe principalmente al aumento del consumo energético del país, el cual también se puede sub-dividir en 4 áreas. El área que presenta la mayor participación corresponde a Industrias de la energía, que alcanza un 39%, le sigue el Transporte cuya participación es de un 33%, luego viene el sector de las Industrias manufactureras y de la construcción que alcanzan un 18% de participación y, por último, se tiene un 9% que se comparte en Otros sectores.

La mayor parte de la energía producida por el sector Energético se genera a partir de la quema de combustibles fósiles. Las áreas de interés del sector energético, para el desarrollo de este trabajo, corresponden a las Industrias de la Energía y a la del Transporte, las cuales requieren del consumo de carbón mineral y gas natural para la generación eléctrica de energía y el consumo de combustibles líquidos para el transporte terrestre [5].

Una forma de combatir la crisis climática desde el sector energético, es reduciendo las emisiones de GEI. Lo anterior es posible si se logra disminuir la quema de combustibles fósiles. Esto, ya sea introduciendo nuevas tecnologías de generación que sean más eficientes, reemplazando las centrales térmicas por plantas de generación a partir de fuentes renovables,

---

<sup>1</sup> Kilotoneladas de Dióxido de Carbono equivalente

como también la electrificación de otros sectores energéticos donde se busca sustituir aquellas tecnologías que utilizan combustibles fósiles por otras tecnologías que puedan funcionar a partir de electricidad, como es el caso del Transporte con la electromovilidad [6].

No obstante, el aumento de energía renovable, especialmente la que se obtiene a partir del viento y sol, implica una incertidumbre y variabilidad extra en el suministro de energía, ya que no es posible determinar de forma precisa este tipo de recursos lo que implica una serie de desafíos que las redes eléctricas deben superar con el fin de entregar un servicio de calidad, limpio y eficiente [7][8][9].

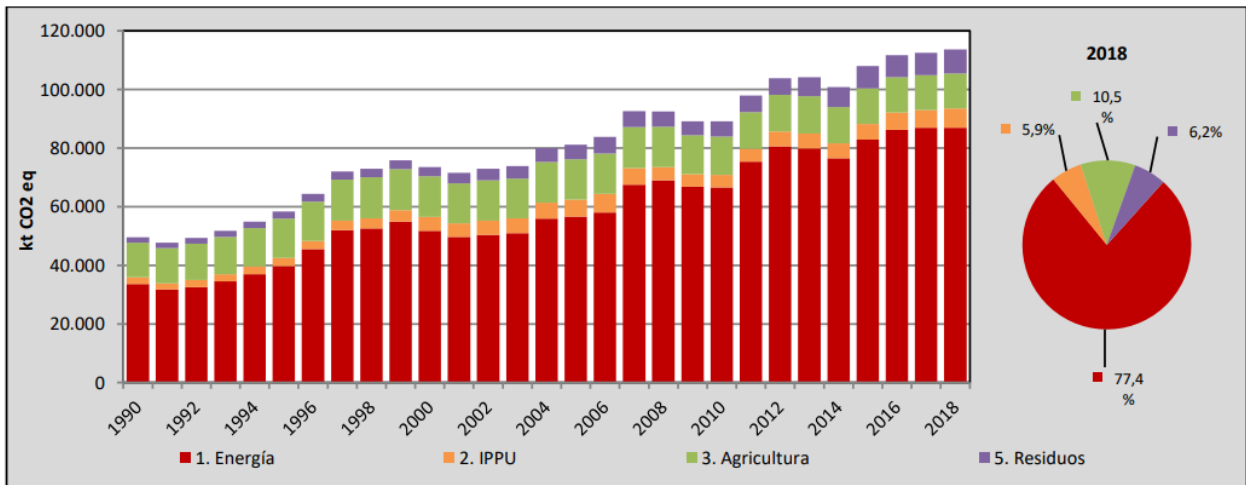


Figura 2.2: INGEI de Chile: emisiones de GEI totales (kt CO<sub>2</sub>) por sector, 1990-2018 [5]

### 2.1.2.1. Iniciativas Chilenas

Dentro de este mismo contexto, Chile ha impulsado diversas iniciativas que buscan frenar el progreso del cambio climático. En particular, el Ministerio de Energía ha desarrollado diferentes planes de acción como, por ejemplo, la Ley de Eficiencia Energética, donde se estipula que el Ministerio deberá elaborar cada 5 años un Plan Nacional de Eficiencia Energética que comprenderá, al menos, los siguientes contenidos mínimos:

- Eficiencia energética residencial;
- Estándares mínimos y etiquetado de artefactos;
- Eficiencia energética en la edificación y el transporte;
- Eficiencia energética y ciudades inteligentes;
- Eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética.

En esta Ley se establecen metas en el corto, mediano y largo plazo junto con las acciones, planes y programas para alcanzar dichas metas [10]. De igual forma, el Ministerio se ha encargado de desarrollar otras iniciativas como el Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica en donde diferentes actores del mercado eléctrico nacional llegaron a acuerdos para

no iniciar nuevos proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías similares a estas [11].

Otra iniciativa relevante corresponde a la Estrategia Nacional de Electromovilidad, donde se estipulan las metas concretas del uso de vehículos eléctricos, estableciendo que, para el año 2040, el 100 % de la flota del transporte público urbano sea eléctrico y que al año 2050 se logre que el 40 % del parque automotriz de particulares sean autos eléctricos [12].

Un factor relevante para analizar, sobre todo para iniciativas como la de la Estrategia Nacional de Electromovilidad, es si el sistema eléctrico está preparado para recibir esta carga adicional, que podría congestionar de gran forma la red de distribución, modificando los perfiles de consumo de los clientes finales en el caso de los vehículos particulares.

Además del progreso en tecnologías más eficientes, junto con el aumento de las energías renovables en la matriz energética, se tiene que los avances tecnológicos, tanto de regulación como de control, han contribuido fuertemente en el crecimiento de la generación distribuida. Esto se puede ver como otro cambio en la industria eléctrica conocida y que genera, a su vez, que el mercado eléctrico sea cada vez más atractivo y competitivo. Puesto que la generación se puede incluir en los diferentes niveles de tensión de la red, siendo posible encontrarla incluso en los niveles de transmisión y distribución [1].

### **2.1.3. Gestión de la demanda**

Debido a la penetración de energías renovables como la energía eólica o solar, los sistemas eléctricos requieren cada vez más de elementos que permitan flexibilizar su operación, lo que se puede lograr a través de la gestión de demanda. Para esto, se debe dejar atrás el paradigma de que la operación de los SEP se tiene que realizar igualando la generación con un consumo supuesto fijo en cada instante de tiempo, minimizando los costos de operación y falla del sistema eléctrico, sujeto a un nivel de seguridad y calidad previamente establecido según la normativa vigente. Por consiguiente, se debe comenzar a estudiar la demanda como un elemento que se puede ir ajustando en función del estado de la red y de la generación disponible.

La gestión de la demanda se puede entender como el conjunto de medidas o acciones que buscan influir en la decisión de consumo del cliente final, con el objetivo de reducir, aumentar o desplazar la demanda eléctrica dentro de un periodo de tiempo específico para [13][14]:

1. Facilitar la integración de energías renovables, modificando los perfiles de carga con el fin de ajustarse a la generación.
2. Disminuir la demanda en periodos punta, reduciendo y/o evitando las congestiones en el sistema eléctrico.
3. Reducir los costos de generación de electricidad, desplazando la demanda de los periodos de altos precios hacia periodos con precios más bajos

En otras palabras, la gestión de demanda permite aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, gracias a que existe un nuevo elemento en los SEP que entrega este tipo de soluciones, logrando que la flexibilidad del sistema no recaiga únicamente en los sistemas de generación.



Así, una fracción de las necesidades de la red se puede suplir a partir de la gestión de demanda.

En [15] se detallan 6 mecanismos diferentes para la gestión de demanda, los cuales se explican a continuación:

1. **Recortes de pico o Reducción de cargas máximas:** considerado como el modelo clásico de gestión de la demanda, una de las formas de realizar este tipo de recorte es mediante el control directo de la carga, donde las compañías eléctricas son las encargadas de controlar directamente los electrodomésticos de la gente. Con este tipo de medidas se busca reducir el costo operativo del sistema eléctrico, puesto que es posible prescindir de la utilización de algunas generadoras a partir de combustibles fósiles. El cambio de curva de demanda se puede observar en la Figura 2.3 a) a partir de la curva en azul.
2. **Llenados de valles:** este mecanismo consiste en la agregación de cargas dentro de los valles de la curva de consumo. Esto puede realizarse de varias formas como la incorporación de nuevos almacenamientos de energía térmica en lugar de las cargas alimentadas por combustibles fósiles. Ver Figura 2.3 b) para observar el cambio de la curva de consumo eléctrico indicado con color azul.
3. **Cambio o corrimiento de carga:** el objetivo del cambio de carga es desplazar el consumo de las horas puntas a las horas valle. Esto se puede lograr por medio del almacenamiento de agua caliente, calefacción y frío. Ver la curva azul de la Figura 2.3 c).
4. **Crecimiento estratégico de la carga:** este modelo busca implementar un crecimiento o aumento general en el consumo eléctrico. Es en este mecanismo que se podría incluir la electrificación de otros sectores, ya que se incrementa el consumo tanto en las horas valle como en las horas punta, es relevante mencionar que este mecanismo, para la gestión de la demanda, se desarrolla en un periodo de tiempo mayor, es decir, se maneja en el largo plazo. El crecimiento estratégico se puede ver a partir de la Figura 2.3 d) en la curva azul, donde se espera el crecimiento del consumo energético a lo largo de toda la curva.
5. **Conservación estratégica:** consiste en la disminución de la demanda eléctrica, como resultado de la reducción del consumo del cliente por medio de agentes externos como también en el comportamiento del usuario final. Al observar la Figura 2.3 e), se puede dar cuenta que la curva azul corresponde a la disminución y al cambio de comportamiento del consumidor.
6. **Configuración flexible de la carga:** mecanismo que relaciona la confiabilidad del sistema con la planificación de éste. La flexibilidad se presenta por el lado de la demanda siempre y cuando se den los incentivos correctos que logren que los consumidores finales modifiquen su consumo de acuerdo a las opciones entregadas por el planificador. Es por esto que en la Figura 2.3 f) se puede observar que la curva azul pueda tener un crecimiento o disminución del consumo.

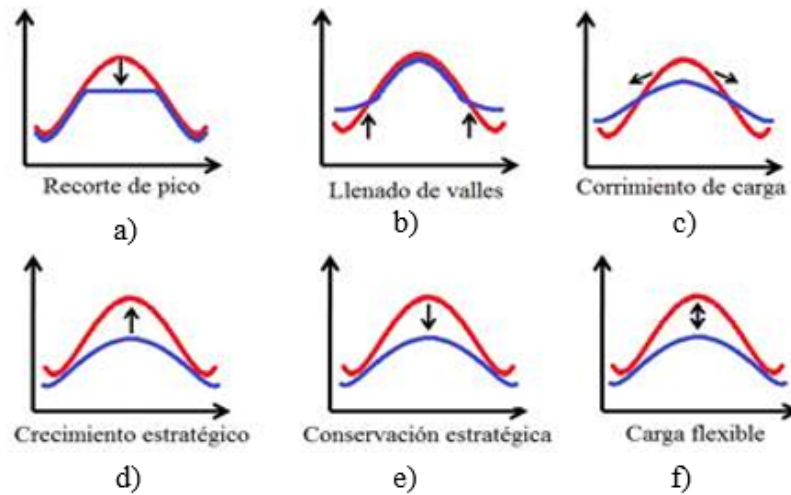


Figura 2.3: Diferentes mecanismos de gestión de demanda

### 2.1.3.1. Transición energética

Como ya se mencionó con anterioridad, el cambio climático es una problemática que se ha desarrollado en el tiempo y sigue latente en nuestro contexto. Es en este sentido que han surgido varias iniciativas a nivel global que buscan frenar o mitigar el avance de esta crisis. A partir del año 1994 se organizó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como una respuesta a esta problemática.

El objetivo principal de CMNUCC es estabilizar las concentraciones de GEI a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Las Conferencias de las Partes (COP) es el órgano de decisión supremo de la Convención y corresponde a reuniones anuales donde se congregan los 197 países pertenecientes a las Partes. En estas conferencias se toman decisiones vinculantes para todas las partes que participen [16].

Dentro de los acuerdos más relevantes se encuentra el Protocolo de Kioto de 1997-COP3, donde se estableció el objetivo de reducir en un 5% las emisiones de los países, el Acuerdo de París de 2015-COP21 en el cual se acordó limitar el aumento de temperatura a nivel global a no más de 2°C al año 2100 y de ser posible limitarlo a 1,5°C. En la COP26 de Glasgow realizada en el año 2021 se ratificó el compromiso de lograr la carbono neutralidad para el año 2050.

Una de las principales herramientas para cumplir con el compromiso de carbono neutralidad es la transición energética, donde se busca migrar de un sistema energético en base a combustibles fósiles a uno de bajas o nulas emisiones de GEI. Un aporte significativo proviene de la electrificación de diversos sectores, reemplazando la energía primaria proveniente de combustibles fósiles por fuentes renovables como la fotovoltaica, eólica, hidráulica, geotérmica, mareomotriz, biomasa, entre otras.

La electrificación podría influenciar fuertemente el comportamiento de la demanda eléctrica, ya que elementos como la calefacción o el transporte serían parte del consumo eléctrico. Creando nuevas problemáticas y dificultades para estimar la demanda eléctrica, por ejemplo, se puede ver modificada la demanda en horas punta o ya no ser válidos los perfiles típicos de

demanda.

Con esto presente, es relevante pensar en la gestión de la demanda como una forma de contrarrestar los desafíos que se presentan con la transición energética. Puesto que, como ya se ha mencionado, al integrar la gestión de la demanda en los sistemas eléctricos de potencia se puede entregar cierta holgura al momento de operar la red eléctrica.

### 2.1.3.2. Caso Chileno

Los sectores de Generación, Transmisión y Distribución están regulados a través de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). En esta Ley se determinó que solamente en el sector de generación existen características competitivas, mientras que los sectores de transmisión y distribución son monopolios naturales considerando la infraestructura que requieren para prestar el servicio.

Desde la publicación de la LGSE en 1982, los sectores de generación y transmisión se han visto modificados por importantes reformas que tienen por finalidad establecer las condiciones necesarias para un desarrollo seguro y eficiente de nuestra matriz energética.

Sin embargo, a pesar de los diferentes avances tecnológicos dentro del sector de distribución, recién a finales del año 2019 se realizó la primera reforma al sector, la cual correspondió a una modificación al proceso de tarificación, mediante la Ley N° 21.194, donde se rebajó la rentabilidad a las empresas de distribución y se perfeccionó el proceso tarifario de distribución eléctrica.

Gracias a esta modificación se comenzó a realizar una reforma integral en el sector de distribución, la cual permite aprovechar de mejor forma los recursos energéticos renovables, finalizar con el monopolio en la comercialización de energía y aumentar la competencia con el ingreso de nuevos actores, entregar mayores opciones de elección, permitir la creación de nuevos productos y servicios para los usuarios, junto con el mejoramiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio entregados a los clientes.

Esta reforma responde a una modernización del sector de distribución, tomando en consideración los recursos tecnológicos disponibles, sin descuidar la seguridad de la información ni poner en riesgo la protección de los datos personales de los clientes finales. Los principales desafíos del sector se concentran en incorporar y traspasar todos los beneficios que traen los avances tecnológicos a los usuarios finales que no tienen la opción de escoger a su suministrador de electricidad [17].

Así, lo que se busca con esta reforma es separar el negocio de infraestructura de las redes de distribución de la comercialización de electricidad. La reforma a la distribución está compuesta de los siguientes 3 Proyectos de Ley (PdL) [18]:

1. **Portabilidad eléctrica:** todo usuario tendrá derecho a elegir a su comercializador de electricidad.
2. **Calidad del servicio:** calidad de servicio, perfeccionamiento del mercado y modernización del sector.

### 3. **Generación distribuida:** nuevos recursos distribuidos, creación de valor local y reactivación económica.

El primer PdL busca abrir la competencia en el sector de distribución, a partir de la introducción al sistema de dos nuevos agentes: el Comercializador y el Gestor de Información, además de modernizar las licitaciones de suministro. La figura del Comercializador permite al usuario final tener el derecho de elegir el prestador de servicio. De forma paralela, el Comercializador tendrá acceso al Mercado Spot pudiendo realizar compras de energía en el mercado mayorista y comercializarla a los clientes finales por medio de contratos de suministros. Adicionalmente, este nuevo agente puede ofrecer otros servicios relacionados con el suministro eléctrico que puedan agregar valor para el usuario como el monitoreo del consumo a través de aplicaciones en línea, la venta e instalación de equipos eléctricos, programas de fidelidad, entre otros.

El segundo actor que se integra en el mercado corresponde al Gestor de Información, el cual es un organismo de carácter privado y licitado, cuyo objetivo es garantizar la total independencia del manejo de información, la protección de los datos de los clientes y el acceso controlado y simétrico para los distintos interesados, además de entregar herramientas objetivas a los usuarios finales que faciliten su elección.

Por último, la modernización de las licitaciones de suministro busca abrir la competencia y entregar flexibilidad al sistema. El organismo encargado de las licitaciones de energía es la Comisión Nacional de Energía (CNE), el cual tendrá la tarea de generar un portafolio óptimo en función de contratos en el corto, mediano y largo plazo.

Es fundamental que exista una modernización a nivel normativo y regulatorio que permita que el sistema eléctrico chileno vaya integrando paulatinamente diversos actores y mecanismos que faciliten la toma de decisión por parte de los consumidores finales. Ya sea entregando más libertades al cliente para decidir a su distribuidor, como también facilitando información relevante sobre el consumo y su comportamiento.

#### 2.1.4. **Infraestructura de una red inteligente**

Un factor relevante que no se ha mencionado corresponde a la infraestructura que poseen los SEP. Es fundamental que exista una modernización del sector eléctrico para lograr el objetivo de disminuir el impacto ambiental del ámbito energético. Se requiere que el sistema sea capaz de monitorear diferentes variables en tiempo real, con el objetivo de ejercer mejores acciones de control, asegurando la seguridad del suministro mientras se supervisa de forma continua y fiable la red eléctrica. Esto mediante la utilización de diversos mecanismos que garanticen la comunicación entre los generadores y consumidores.

A diferencia de un sistema eléctrico tradicional, las redes inteligentes permiten flujos bidireccionales de energía entre los niveles de transmisión y distribución, por medio de sistemas de comunicación y controles bidireccionales que habilitan una gama de nuevas aplicaciones y funcionalidades.

El desarrollo de las redes inteligentes o también conocidas *smart grids*, posibilita la in-

tegración de generación distribuida además de la incorporación de fuentes de energía más variables, como la energía fotovoltaica y eólica, manteniendo la confiabilidad en el sistema. Por otra parte, la modernización de las redes permite, por medio de los sistemas de la información y comunicación, generar cambios en los consumos eléctricos, facilitando la gestión de la demanda [19].

Una señal de modernización de la red es la incorporación de medidores inteligentes. Estos dispositivos son capaces de contar con algunas las siguientes funcionalidades:

1. Lectura remota: se realizan mediciones de forma automática y a distancia.
2. Medición Bidireccional: se identifica el sentido de la potencia, por lo que es posible determinar si el consumidor está inyectando potencia a la red o si es el sistema el que está suministrando la potencia.
3. Comunicación Bidireccional: los dispositivos pueden recibir órdenes desde los sistemas informáticos de distribución o pueden enviar información.
4. Detección y Notificación de Interrupciones de Suministro: los medidores inteligentes detectan las fallas en el suministro eléctrico, lo cual ayuda a mejorar el tiempo de respuesta de los sistemas de distribución.

La data recopilada por el medidor inteligente permite que los consumidores finales reciban información mucho más detallada sobre su consumo de electricidad, favoreciendo la toma de decisiones de forma consciente sobre el manejo de su consumo.

### **2.1.5. Mercado Eléctrico**

En los mercados eléctricos se realiza el comercio de la electricidad entre los generadores y los consumidores finales. Un mercado eléctrico es eficiente cuando el precio de la energía minimiza el costo de generación abasteciendo toda la demanda. El modo de operación tradicional busca igualar la generación con la demanda en todo momento, donde el sistema es el responsable de entregar la seguridad ante posibles contingencias.

En los SEP se comercializa la electricidad como potencia en intervalos de tiempo, durante los cuales los bloques de energía, al igual que el precio, se mantienen constantes. Estos intervalos de tiempo pueden presentar distintas duraciones y ser de gran utilidad para ciertos elementos.

Los intervalos de tiempo corto presentan una duración de minutos y permiten evidenciar de forma precisa las condiciones físicas del sistema y así gestionar de mejor forma los recursos disponibles. Estos intervalos se recomiendan para aquellos sistemas con una alta penetración de energías renovables, puesto que este tipo de fuentes pueden presentar cambios bruscos en su generación debido a la variabilidad del recurso.

Por otro lado, los intervalos de tiempos más extendidos son utilizados principalmente en sistemas energéticos que buscan promover los intercambios de energía entre fronteras.

Si bien, los intervalos cortos favorecen a las energías renovables, puede que se vean afectadas otros tipos de tecnología de la matriz energética. Por ejemplo, es común que las centrales

tradicionales de generación presenten costos de partida y detención, por lo que se requerirá de que estas centrales presenten una operación mucho más extendida para poder suplir estos costos.

Por otro lado, los mercados eléctricos tradicionales presentan un objetivo central que es el vender la potencia generada por los productores a los consumidores finales. Existen varias estructuras de mercado, donde se distinguen los mercados descentralizados y centralizados. Dentro de las estructuras descentralizadas se encuentran los contratos bilaterales físicos, las bolsas de energía y el *pool* no obligatorio. Mientras que en los mercados centralizados se pueden observar los monopolios, compradores únicos y el *pool* obligatorio.

#### **2.1.5.1. Mecanismos dinámicos de mercado**

Es importante destacar la necesidad de implementar mecanismos dinámicos de mercado que puedan establecer o fijar precios de forma continua, en tiempo real. Espacio en el cual sea posible establecer un equilibrio de mercado en el punto en que se cruza la oferta de los generadores y la demanda de los clientes, presentando estos últimos una participación activa [3].

Existen dos diferentes tipos de mecanismos que promueven la participación de la demanda. El primer mecanismo, se basa en las señales de precio que se entregan al cliente, es decir, buscan modificar el comportamiento del consumo ante variaciones en los precios de la energía, mientras que, el segundo mecanismo, busca cambiar el consumo mediante señales de volumen.

Esto permite entregar una mayor flexibilidad al sistema, permitiendo que la demanda o la gestión de la demanda pueda entregar servicios a la red, ya sea modificando su consumo para el caso de consumos grandes o realizando agregación de la demanda de ciertos elementos para proporcionar grados de despachabilidad.

## 2.2. Estado del Arte

En esta sección se realiza una búsqueda en la literatura para establecer el estado del arte en materia de gestión de demanda, para esto se identifican y caracterizan diferentes modelos propuestos en la literatura para la respuesta de la demanda.

En “*Transactive Energy Systems: The Market-Based Coordination of Distributed Energy Resources*” [20] se reafirma que la masiva introducción de energías renovables a la matriz energética impone grandes desafíos de control en el sistema. Esto gracias a la variabilidad e intermitencia que presentan los recursos o energías primarias, además de la poca inercia que aportan este tipo de tecnología. Otro factor que destacan y es de real importancia, es que la creciente penetración de las energías renovables disminuye los tiempos de respuesta de los sistemas, lo cual plantea nuevas problemáticas a las redes eléctricas.

Para atenuar y dar una solución a los desafíos antes mencionados, se plantea la integración de recursos de energía distribuida (DER). Estos recursos son elementos activos a pequeña escala y que se encuentran conectados en el nivel de distribución de la red eléctrica. Por lo general, se representan mediante el uso de generadores distribuidos, cargas flexibles y almacenamiento.

Para lograr una buena integración a la red de este tipo de recursos, se requiere que exista una coordinación efectiva entre el ámbito económico y físico del sistema.

Se distinguen 3 estrategias de control, las dos primeras corresponden a estrategias que se analizan a menudo en la literatura, mientras que la tercera es la propuesta para su trabajo.

- **Control de Carga Directa:** en este tipo de control, las empresas de servicios públicos son las responsables de realizar el control de forma remota en función de acuerdos previos pactados por ambas partes. Si bien se logra una respuesta de carga agregada confiable y precisa, existen varios cuestionamientos a la privacidad y seguridad de los clientes finales.
- **Control Sensible al Precio:** tal como se menciona en su nombre, se envían señales de precio directamente a los consumidores, con el objetivo de que gestionen su consumo de forma individual y voluntaria. Con eso, se logra proteger la privacidad del cliente y, a su vez, modificar la demanda del sistema. Los controles de precio por lo general incluyen:
  - Fijación de precio por tiempo de utilización
  - Fijación de precios por periodos críticos
  - Fijación de precios en tiempo real

Con este tipo de control, las respuestas obtenidas no logran ser predecibles y confiables.

- **Control Transactivo:** este tipo de control combina las ventajas de los dos controles anteriores con el objetivo de lograr la coordinación entre el mercado y el desempeño del sistema.

En “*A Hierarchical Transactive Control Architecture for Renewables Integration in Smart Grids: Analytical modeling and stability*” [21] se propone una arquitectura de control jerárquico aplicado a una red inteligente que incorpora interacción de precios en tiempo real,

restricciones físicas de la red y un modelo de gestión de la demanda. El objetivo de la aplicación del control es garantizar la regulación de la frecuencia mediante una asignación óptima de recursos en presencia de incertidumbre generada a partir de la generación renovable y la participación de la demanda.

De forma adicional, como se espera aplicar el control en una red inteligente, se establece que existen diversas fuentes de información con múltiples escalas de tiempo, por lo que se requiere de un ordenamiento o jerarquización que permita tomar las decisiones de control óptimas.

Para el desarrollo del trabajo [21] se presentan tres niveles de control, que se denominan control primario, secundario y terciario. La estructura de estos controles se puede observar en la Figura 2.4.

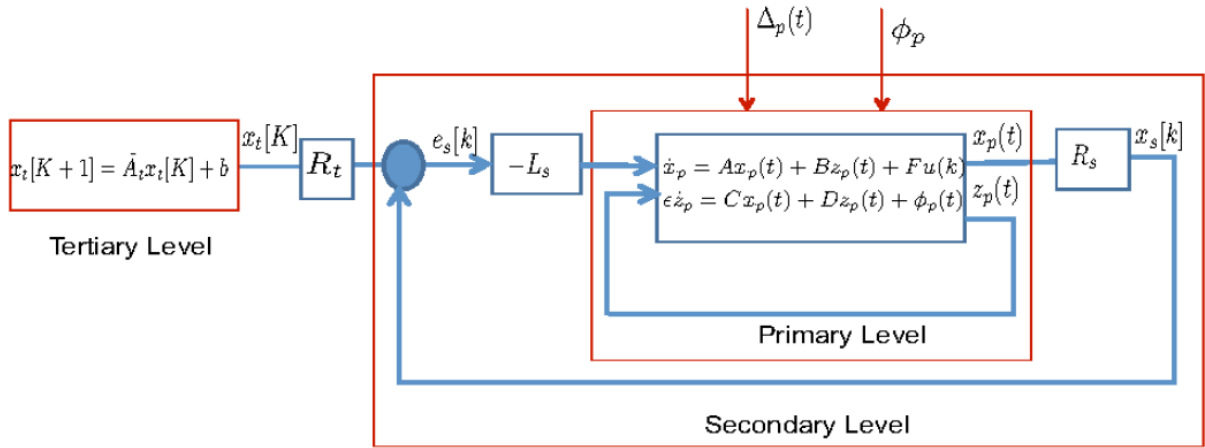


Figura 2.4: Estructura del controlador transactivo jerárquico [21]

El control primario se encarga de regular la potencia de las unidades generadoras del sistema. Su operación es en una escala de tiempo pequeña, del orden de los segundos. El control secundario es el encargado de regular la frecuencia en las diferentes áreas del sistema en minutos. Mientras que el control terciario corresponde al despacho económico del sistema.

Se realiza una modelación para cada nivel de control. En particular, para el control primario, se modelan: los generadores, que pueden ser despachables o no despachables, la respuesta de la demanda y el acoplamiento de la red eléctrica.

Las cargas del sistema se clasifican de dos formas. En primer lugar, se encuentran las cargas que se identifican como potenciales señales de AGC, las cuales tienen la capacidad de responder en un tiempo de 1 minuto y se denominan “Regulation-Response DR” (RR-DR). El resto de las cargas se consideran como “Price-Response DR” (PR-DR), ya que son capaces de responder a señales de precio en tiempo real, logrando desplazar su consumo de horarios punta a horarios valles.

A partir de lo anterior, se define la carga o la demanda total (PL) de la siguiente forma:



$$P_L = PR - DR + RR - DR + \text{cargas inciertas} \quad (2.1)$$

$$= \underbrace{P_L^{ref}}_{PR-DR} + \underbrace{J_L \dot{w}_L + D_L w_L}_{RR-DR} + \underbrace{\Delta_L}_{\text{Cargas inciertas}} \quad (2.2)$$

donde,  $J_L$  es el momento de inercia efectivo,  $D_L$  corresponde a el coeficiente de amortiguación de carga agregada,  $w_L$  es la frecuencia medida en la ubicación de la carga,  $\Delta_L$  es la incertidumbre en la carga y  $P_L^{ref}$  es el punto de ajuste de la energía eléctrica entregada por la red a la carga.

Con esto, se puede entender que las cargas RR-DR son aquellas que por medio de la frecuencia del sistema son capaces de ajustarse según las necesidades de la red, puesto que a partir de la frecuencia del sistema se pueden detectar desequilibrios entre la oferta y la demanda del sistema.

Se reescribe (2.2) de forma compacta para obtener la carga física global de la siguiente forma:

$$\dot{x}_L = A_L x_L + b_L P_L^{ref} + c_L P_L + \Delta_L \quad (2.3)$$

donde,

$$x_L = [\omega_L]^T \quad (2.4)$$

$$A_L = \text{diag}\{-D_L/J_L\} \quad (2.5)$$

$$b_L = \text{diag}\{-1/J_L\} \quad (2.6)$$

$$c_L = -b_L = \text{diag}\{1/J_L\} \quad (2.7)$$

Para que sea efectivo el acoplamiento de la red eléctrica, es necesario que se cumplan las Leyes de Kirchhoff de corriente y tensión en cada nodo presente en la red. Para esto se requiere que la energía eléctrica, en cada instante, sea igual a la suma del flujo en las líneas de transmisión y distribución conectadas a cada carga. Para esto se formulan las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} P_G \\ P_L \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix}}_{\text{Matriz de admitancia}} \theta - \begin{bmatrix} \phi_G \\ \phi_L \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

# Capítulo 3

## Modelo Propuesto

### 3.1. Marco metodológico

En este capítulo se describe la metodología utilizada para cumplir con el objetivo de evaluar el impacto de la gestión de la demanda eléctrica en los SEP inteligentes, que presentan una alta penetración de energías renovables, una participación activa de la demanda y mecanismos dinámicos de mercado.

El trabajo desarrollado busca introducir nuevas variables y modelos de la gestión de la demanda, tanto en el mercado dinámico como en el mundo físico, al estudio realizado por Javiera Meneses en su Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica, en la cual realiza una evaluación de la estabilidad de redes inteligentes con alta penetración de convertidores electrónicos y mercados de energía [22].

En la Figura 3.1 se presenta el modelo utilizado, donde se muestra el mundo físico en el recuadro naranja de la derecha y el mercado dinámico en el recuadro celeste de la izquierda. Es posible observar el acoplamiento de ambos mundos por medio de los lazos de retroalimentación, puesto que a través de señales de precio es posible definir tanto la generación como la demanda, y son estas señales que se envían al mundo físico como puntos de referencia para así ajustar la generación y la demanda del sistema.

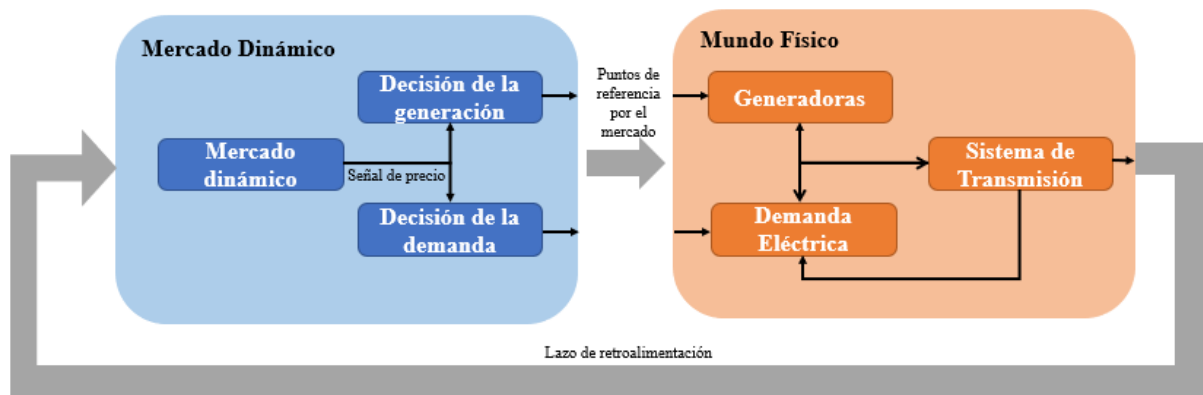


Figura 3.1: Estructura del Sistema

Cabe mencionar que, gracias a la infraestructura presente en los sistemas eléctricos inteligentes, es posible contar con la información requerida en el lazo de retroalimentación. Lo anterior, gracias a que este tipo de redes presentan comunicaciones y mediciones bidireccionales en una menor escala de tiempo.

Se plantea un modelo de demanda en donde sean comparables los tiempos de reacción de cada mundo, para así comprobar la interacción real entre ambos espacios. Para esto, se requiere la obtención de un nuevo modelo en variables de estado para así estudiar la influencia de la gestión de la demanda en estos sistemas.

### **3.1.1. Brechas de escala de tiempo**

La representación convencional de un SEP tiene que contemplar las áreas de generación, transmisión y consumo, por lo que se requiere el modelo matemático del segmento de generación, de la matriz de admitancia, como también del modelo de las cargas pasivas. Pero para representar a los SEP inteligentes, además de los componentes tradicionales, se deben introducir al modelo nuevas tecnologías. Un ejemplo de lo anterior corresponde a la integración de energías renovables, lo cual se debe principalmente al uso de electrónica de potencia.

Por otro lado, es importante recordar que para la modelación del mercado dinámico se requiere de ecuaciones dinámicas, las cuales permitirían conocer el comportamiento de los diferentes participantes del mercado. Con esto, la nueva escala de tiempo en la que opera el mercado eléctrico es mucho más rápida, lo que permite que exista una interacción con el mundo físico. Dicho en otras palabras, con la nueva escala de tiempo, el mercado eléctrico podría acoplarse con el sistema físico con el fin de colaborar en el mantenimiento del balance entre la generación y el consumo.

## **3.2. Gestión de la demanda**

Como ya se ha señalado, es necesario obtener el modelo de la demanda tanto en el mundo físico como en el de la toma de decisión. En particular, es relevante mencionar que para el desarrollo de este trabajo la demanda del sistema se dividirá en dos grupos. El primer grupo de cargas, corresponden a cargas flexibles, las cuales podrán ser modificadas por el Operador de Mercado en función de las necesidades del sistema, siempre buscando minimizar los costos de operación del sistema. El segundo grupo de cargas, corresponden a las cargas inflexibles, las cuales podrán ser modificadas solamente por los consumidores finales, con el objetivo de maximizar su bienestar. Se denominan inflexibles, puesto que no pueden ser modificadas por el Operador de Mercado.

### **3.2.1. Mundo Físico**

El objetivo de la representación matemática de los diferentes consumos, es lograr obtener la relación entre la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) de la carga conectada a una barra del sistema eléctrico. Para esto, el modelo empleado del consumo debiese representar el estado de la carga en todo instante, además de ser capaz de caracterizar la mayor cantidad de tipos de cargas.

Para el desarrollo de este trabajo, se utilizaron los modelos de carga estáticos ya que presentan un mayor nivel de flexibilidad en su operación. Con esto, el modelo matemático utilizado representará  $P$  y  $Q$  en cada instante de tiempo, en función de las variables iniciales de potencia activa y reactiva, voltaje y frecuencia, tal como se puede apreciar en las ecuaciones 3.1 y 3.2.

$$P = P(P_0, Q_0, V_0, f_0, V, f) \quad (3.1)$$

$$Q = Q(P_0, Q_0, V_0, f_0, V, f) \quad (3.2)$$

La representación matemática de la carga, por medio de modelos estáticos, corresponde a la utilización de expresiones algebraicas para describir el comportamiento de la potencia con respecto a la tensión y frecuencia para cierto instante. En particular, el modelo Polinomial o también conocido como modelo ZIP, corresponde a una combinación lineal de los modelos de impedancia, corriente y potencia constante.

$$P = P_0 [z_p \cdot \bar{V}^2 + i_p \cdot \bar{V} + p_p] \quad (3.3)$$

$$Q = Q_0 [z_q \cdot \bar{V}^2 + i_q \cdot \bar{V} + p_q] \quad (3.4)$$

donde,

$$\bar{V} = \frac{V}{V_0} \quad (3.5)$$

Con el fin de representar la participación de la demanda en el sistema  $P_0$ , se reemplazará por  $P_{RESP}$ , que corresponderá a la decisión de consumo de la demanda en función de las señales de mercado entregada. Por otro lado, los parámetros  $z_p$ ,  $i_p$ ,  $p_p$ ,  $z_q$ ,  $i_q$  y  $p_q$  representan la proporción de cada componente en el sistema. De forma adicional, se tiene que cumplir que la suma de los parámetros  $z_p$ ,  $i_p$ ,  $p_p$ ,  $z_q$ ,  $i_q$  y  $p_q$  sean igual a 1, siempre y cuando se cumpla que  $V = V_0$ , es decir:

$$z_p + i_p + p_p = 1 \quad (3.6)$$

$$z_q + i_q + p_q = 1 \quad (3.7)$$

Para capturar el comportamiento de ambos grupos de cargas se realiza el siguiente procedimiento, similar al que se presenta en [23]:

- **Etap 1:** búsqueda de base de datos de parámetros ZIP de diferentes cargas utilizadas en los sistemas eléctricos.
- **Etap 2:** agrupar los componentes en 7 diferentes categorías en función de su uso final.
  - C1** - Sistemas de calefacción: en esta categoría se incluyen los dispositivos que se utilizan para calefaccionar los espacios.
  - C2** - Sistemas de refrigeración: esta categoría comprende los elementos que se utilizan para enfriar los espacios, tales como aires acondicionados.
  - C3** - Iluminación de espacios interiores y exteriores: esta categoría se incluyen los componentes de iluminación tanto interior como exterior.
  - C4** - Equipamiento de espacios interiores y exteriores: esta categoría incluye una variada gama de aparatos eléctricos que se utilizan en una casa, cuyas funcionalidades van desde cocinar, limpiar y hasta entretener.

**C5** - Ventiladores: en esta categoría se cubre a aquellos ventiladores de uso residencial.

**C6** - Bombas: el uso final de esta categoría en particular encapsula a las bombas de agua de uso residencial.

**C7** - Refrigeración: esta categoría contiene a los electrodomésticos encargados de la conservación de los alimentos, tales como refrigeradores y congeladores.

- **Etapa 3:** caracterización y selección de datos con el fin de la obtención de las cargas flexibles e inflexibles. Las cargas flexibles se desarrollaron con las categorías de uso final C1, C2, C5 y C7. Mientras que para las cargas inflexibles se utilizaron las categorías C3, C4 y C6. En la Tabla A.1 se puede encontrar los parámetros que son más y menos sensibles a las variaciones del voltaje, para cada categoría de uso final.
- **Etapa 4:** generación de los perfiles de carga, para esta etapa se realizaron 3 modelos de carga:
  - Máximo: para este modelo se asume que todos los componentes dentro de una categoría de uso final presenta los mismos parámetros ZIP que el componente más sensible a la variación del voltaje.
  - Mínimo: de forma contraria al modelo anterior, para este modelo se asume que todos los componentes dentro de una categoría de uso final presenta los mismos parámetros ZIP que el componente menos sensible a la variación del voltaje.
  - Ponderado: para este modelo, se utilizará el porcentaje de uso y el consumo de cada componte dentro de una categoría de uso final con el objetivo de obtener los parámetros ZIP, ponderado de cada categoría, y así obtener el modelo general.

En la Tabla A.2 se presentan la energía consumida de forma anual y el porcentaje de uso de los componente dentro de cada categoría de uso final.

Con lo anterior, se lograron los modelos de carga tanto para las cargas flexibles como para las cargas inflexibles, dichos modelos se exponen en las Tablas 3.1 y 3.2 respectivamente.

- Cargas Flexibles:

Tabla 3.1: Modelos Mínimo, Máximo y Ponderado de las cargas flexibles

Modelo	zp	ip	pp	zq	iq	pq
Mínimo	0,77	-0,01	0,24	3,15	-4,61	2,45
Máximo	1,04	-0,30	0,26	2,44	-4,05	1,87
Ponderado	0,95	-0,34	0,38	3,19	-4,57	2,38

- Cargas Inflexibles:

Tabla 3.2: Modelos Mínimo, Máximo y Ponderado de las cargas inflexibles

Modelo	zp	ip	pp	zq	iq	pq
Mínimo	1,23	-2,57	2,34	2,18	-4,49	3,30
Máximo	1,80	-2,00	1,20	2,52	-4,77	2,59
Ponderado	1,59	-2,19	1,61	4,96	-8,65	4,61

### 3.2.2. Mundo de la decisión

Tal como se mencionó con anterioridad, la respuesta de la demanda (RD) incluye a todos aquellos cambios en los patrones de consumo por parte de los consumidores finales que puedan modificar el horario del consumo, nivel de la demanda instantánea o el consumo total de electricidad. En particular, para este trabajo, se entenderá como RD a los cambios en el consumo eléctrico de los clientes finales, como respuesta ante cambios en el precio de la electricidad.

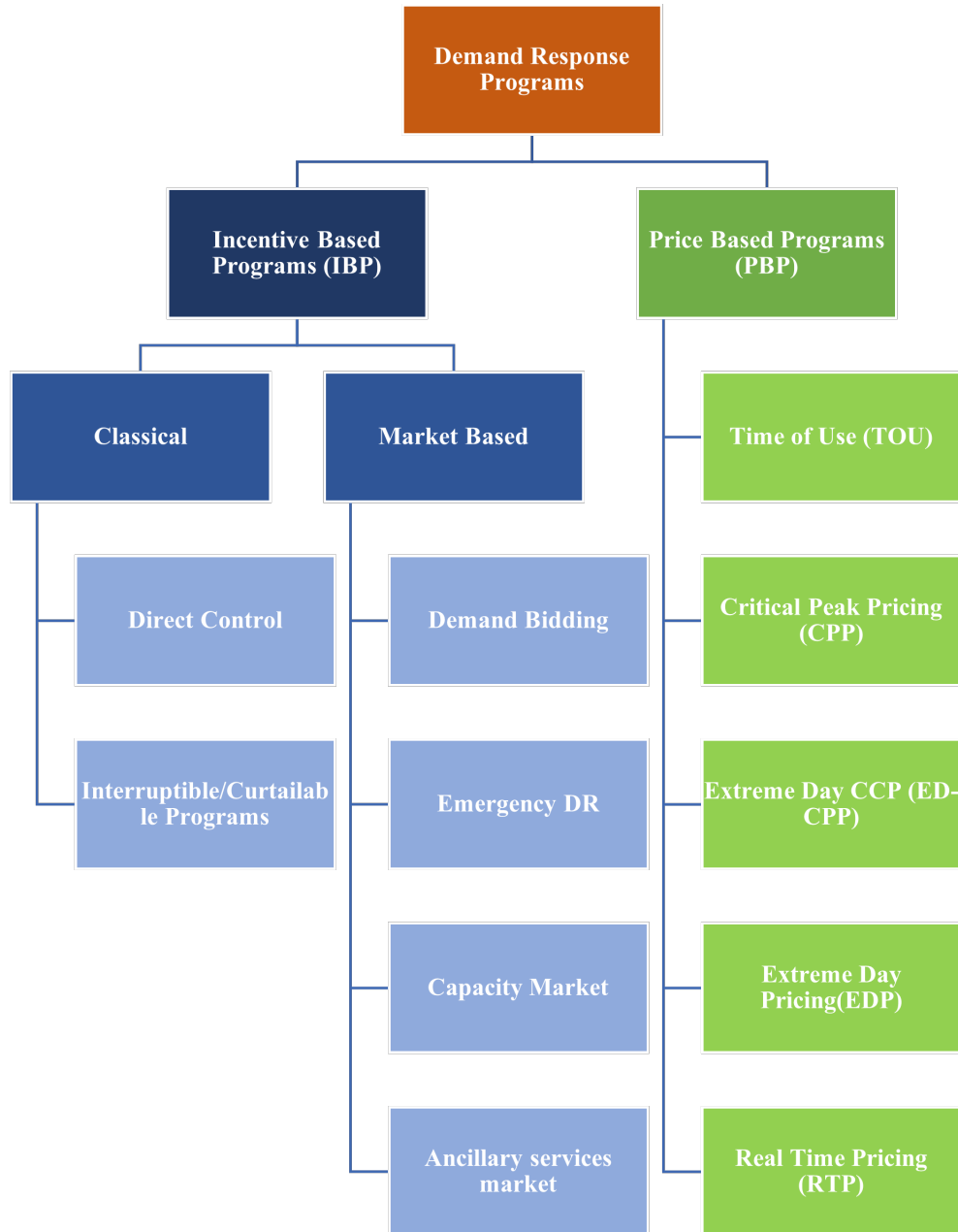


Figura 3.2: Clasificación de los diferentes Programas de Respuesta de Demanda.

Al igual que para la modelación de las cargas físicas del sistema, se requerirá de un modelo

para el manejo de cada una de las cargas flexibles e inflexibles. En la Figura 3.2 se muestra un esquema de clasificación de los diferentes programas de respuesta de la demanda, en la cual se puede observar dos grandes categorías [24]:

- **Incentive Based Programs (IBP):** los programas basados en incentivos se subdividen en clásicos y en aquellos basados en el mercado. En particular, para el desarrollo de una parte de este trabajo nos enfocamos en el Control Directo, en el cual los clientes que participan en este tipo de RD reciben pagos por participación. En los programas de Control Directo, las empresas de servicios públicos tienen la capacidad de controlar los dispositivos eléctricos de los clientes finales a distancia. Por lo general, en este tipo de RD, se modifican cargas como las descritas como cargas flexibles en el apartado anterior.
- **Price Based Programs (PBP):** tal como hace alusión su nombre, los programas basados en el precio se enfocan en la fluctuación del precio de la energía para modificar el comportamiento del cliente final. Estos programas se basan en tarifas dinámicas, en las cuales, el precio de la energía varía en función del costo de generación. El objetivo de este tipo de programa es aplanar la curva de consumo, ofreciendo altos precios en los momentos de mayor demanda y bajos precios en aquellos momentos de menor consumo. Con el objetivo de incluir la fluctuación de los costos reales de la energía en cada instante, y su impacto en el comportamiento de los clientes finales, se utilizó *Real Time Pricing* (RTP) para controlar las cargas descritas como inflexibles, las cuales serán solo modificables por los consumidores.

### 3.2.2.1. Modelo del Mercado Eléctrico

De forma similar al trabajo realizado en [22] y [25], se comienza el modelo desde un problema simplificado de flujo óptimo de potencia o más conocido como OPF por sus siglas en inglés. El problema de optimización busca maximizar el beneficio social  $S_W$ , ecuación (3.8), que corresponde a la suma de las funciones de utilidad menos las funciones de costo del sistema [26].

$$S_W = \sum_{fl \in N_{dfl}} U_{dfl}(P_{dfl}) + \sum_{in \in N_{din}} U_{din}(P_{din}) - \sum_{i \in N_g} C_{gi}(P_{gi}) \quad (3.8)$$

donde  $N_{dfl}$  y  $N_{din}$  hace referencia a las cargas flexibles e inflexibles y  $N_g$  representa a las unidades generadoras. El problema de optimización a resolver, tal como ya se mencionó, corresponde a la maximización del bienestar social, sujeto a una restricción de balance de potencia, lo cual se presenta en la ecuación (3.9).

$$\begin{aligned} \max \quad & S_W \\ \text{s.a.} \quad & - \sum_{gi \in N_{gi}} P_{gi} - \sum (P_{gl} + \Delta_{wl}) + \sum_{fl \in N_{dfl}} P_{dfl} + \sum_{in \in N_{din}} P_{din} = 0 \end{aligned} \quad (3.9)$$

Es importante destacar el hecho de que para el desarrollo de este trabajo, se consideran por separado las utilidades conseguidas por las cargas flexibles e inflexibles. El costo de los generadores y las utilidades de las cargas flexibles e inflexibles se presentan en las ecuaciones

(3.10) y (3.11) y (3.12), respectivamente.

$$C_{gi}(P_{gi}) = b_{gi} \cdot P_{gi} + \frac{c_{gi}}{2} \cdot P_{gi}^2 \quad (3.10)$$

$$U_{dfl}(P_{dfl}) = b_{dfl} \cdot P_{dfl} + \frac{c_{dfl}}{2} \cdot P_{dfl}^2 \quad (3.11)$$

$$U_{din}(P_{din}) = b_{din} \cdot P_{din} + \frac{c_{din}}{2} \cdot P_{din}^2 \quad (3.12)$$

A partir del problema de optimización (3.9), es posible construir la función de Lagrange, asignando una variable extra,  $\lambda$ , que corresponde al mutiplicador de Lagrange asociado a la única restricción.

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda) = & - \left( \sum_{fl \in N_{dfl}} U_{dfl}(P_{dfl}) + \sum_{in \in N_{din}} U_{din}(P_{din}) - \sum_{i \in N_g} C_{gi}(P_{gi}) \right) \\ & + \lambda \left( - \sum_{gi \in N_{gi}} P_{gi} - \sum (P_{gl} + \Delta_{wl}) + \sum_{fl \in N_{dfl}} P_{dfl} + \sum_{in \in N_{din}} P_{din} \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

A partir de la ecuación (3.13), se pueden calcular las condiciones necesarias de KKT:

$$\nabla \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda) = \vec{0} \quad (3.14)$$

obteniendo las ecuaciones (3.15) - (3.19):

$$\frac{\partial \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda)}{\partial P_{gi}} = \frac{dC(P_{gi})}{dP_{gi}} - \lambda = 0 \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda)}{\partial P_{gl}} = \frac{dC(P_{gl})}{dP_{gl}} - \lambda = 0 \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda)}{\partial P_{fl}} = -\frac{dU(P_{fl})}{dP_{fl}} + \lambda = 0 \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda)}{\partial P_{in}} = -\frac{dU(P_{in})}{dP_{in}} + \lambda = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda)}{\partial \lambda} = - \sum_{gi \in N_{gi}} P_{gi} + \sum_{fl \in N_{dfl}} P_{dfl} + \sum_{in \in N_{din}} P_{din} = 0 \quad (3.19)$$

Utilizando el método Primal-Dual del punto interior [27],

$$P_{gi}(t + \varepsilon) = P_{gi}(t) - k_{gi} \cdot \nabla_{gi} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda) \cdot \varepsilon \quad (3.20)$$

$$P_{gl}(t + \varepsilon) = P_{gl}(t) - k_{gl} \cdot \nabla_{gl} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda) \cdot \varepsilon \quad (3.21)$$

$$P_{dfl}(t + \varepsilon) = P_{dfl}(t) - k_{dfl} \cdot \nabla_{dfl} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda) \cdot \varepsilon \quad (3.22)$$

$$P_{din}(t + \varepsilon) = P_{din}(t) - k_{din} \cdot \nabla_{din} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda) \cdot \varepsilon \quad (3.23)$$

$$\lambda(t + \varepsilon) = \lambda(t) - k_{\lambda} \cdot \nabla_{\lambda} \mathcal{L}(P_{gi}, P_{gl}, P_{dfl}, P_{din}, \lambda) \cdot \varepsilon \quad (3.24)$$



Reordenando los términos de las ecuaciones (3.20) - (3.24) y aplicando el límite de  $\varepsilon \rightarrow 0$  obtenemos el siguiente set de ecuaciones, (3.25) - (3.29) que describen el modelo de mercado propuesto.

$$\tau_{gi} \cdot \dot{P}_{gi}(t) = -b_{gi} - c_{gi} \cdot P_{gi} + \lambda \quad (3.25)$$

$$\tau_{gl} \cdot \dot{P}_{gl}(t) = -b_{gl}\Delta_{gl} - c_{gl} \cdot \Delta_{gl}^2 \cdot P_{gl} + \lambda \quad (3.26)$$

$$\tau_{dfl} \cdot \dot{P}_{dfl}(t) = -b_{dfl} - c_{dfl} \cdot P_{dfl} + \lambda \quad (3.27)$$

$$\tau_{din} \cdot \dot{P}_{din}(t) = -b_{din} - c_{din} \cdot P_{din} + \lambda \quad (3.28)$$

$$\tau_{\lambda} \cdot \dot{\lambda}(t) = \sum_{gi \in N_{gi}} P_{gi} - \sum_{fl \in N_{dfl}} P_{dfl} - \sum_{in \in N_{din}} P_{din} \quad (3.29)$$

Donde  $P_{gi}$  es la potencia entregada por la generadora  $i$ ,  $P_{dfl}$  corresponde a la potencia consumida por las cargas flexibles, es decir, la potencia consumida por las cargas operadas por el operador de mercado y  $P_{din}$  es la potencia consumida por las cargas inflexible, esto es, el consumo de aquellas cargas que son controladas por los usuarios o consumidores finales.

Los términos  $(b_{gi} + c_{gi} \cdot P_{gi})$  y  $(b_{di} + c_{di} \cdot P_{di})$ , que aparecen en las ecuaciones (3.25), (3.27) y (3.28), corresponden a los costos y beneficios marginales que presentan las generadoras y consumidores, respectivamente. Reordenando las ecuaciones, aparece el parámetro  $\tau_i$ , el cual corresponde a la inversa del parámetro  $k_i$  en cada ecuación.

Se agrega la ecuación (3.30), con el objetivo de representar de la generación a partir de fuentes renovables, como lo sería un generador eólico [22].

$$\tau_{Gi} \cdot \dot{P}_{Gi}(t) = \rho - (c_{Gi} + c_{wi}\Delta_{Gi}^2) \cdot P_{Gi} - (b_{Gi} + b_{wi}\Delta_{Gi}) \quad (3.30)$$

Con la ecuación (3.30) se logra evitar la representación de la generación renovable como una demanda negativa y entregar un carácter competitivo en el sistema. De forma adicional, con el término  $\Delta_{wl}$  se introduce la incertidumbre que presenta este tipo de generación. Como bien es sabido, el costo de operación de los generadores a partir de fuentes renovables es prácticamente nulo, por lo que, el costo que se utiliza en esta modelación es el costo de reserva.

# Capítulo 4

## Caso de Estudio - Sistema IEEE de 9 barras

### 4.1. Diagrama de la red

Con el objetivo de estudiar el impacto de los modelos propuestos en el capítulo anterior, se busca un sistema eléctrico en el cual aplicar dichos modelos. En este capítulo se describirá el sistema IEEE de 9 barras en el cual se implementaron los modelos desarrollados. Este sistema se presenta en la Figura 4.1.

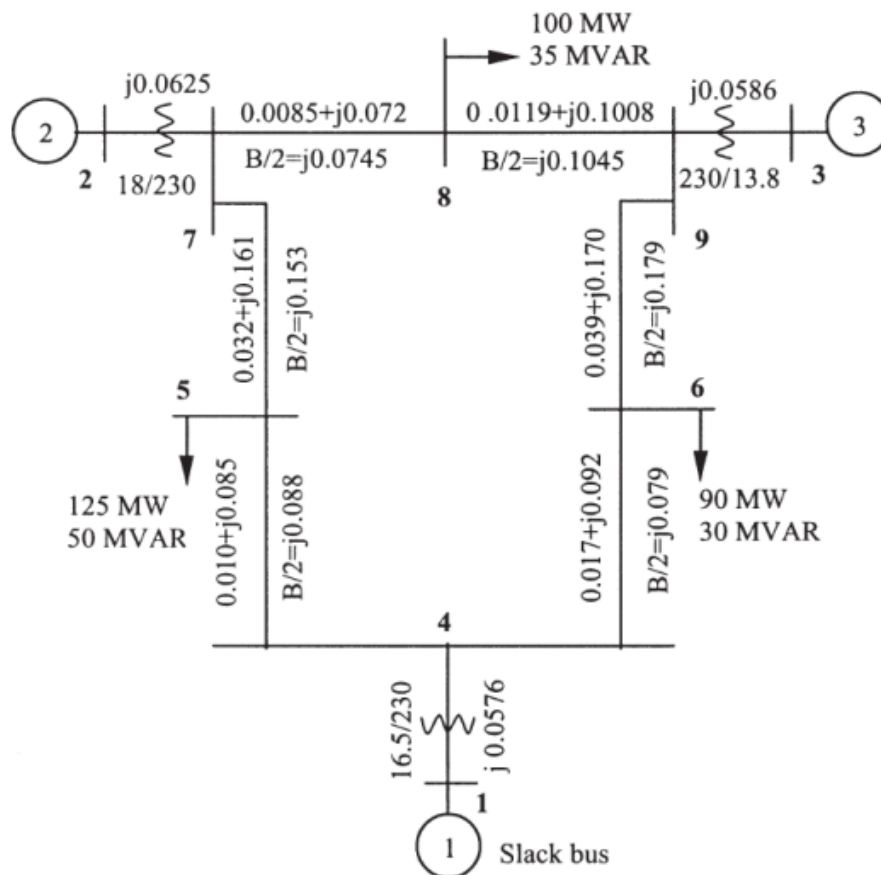


Figura 4.1: Sistema IEEE de 9 barras

## 4.2. Sistema físico

En la Figura 4.1 se puede apreciar la impedancia de las líneas, como también, la existencia de 3 cargas en los nodos 5, 6 y 8, y de la presencia de 3 generadores ubicados en los nodos 1, 2 y 3. Se utilizan los modelos de [22] para la modelación de los reguladores de velocidad y voltaje de los generadores convencionales y no convencionales, junto con los parámetros propuesto. En las Figuras 4.2 y 4.3 se presentan los modelos a partir de diagrama de bloques en Simulink de la regulación de velocidad y voltaje de los generadores convencionales y los valores utilizados se encuentran en las Tablas 4.1, 4.2.

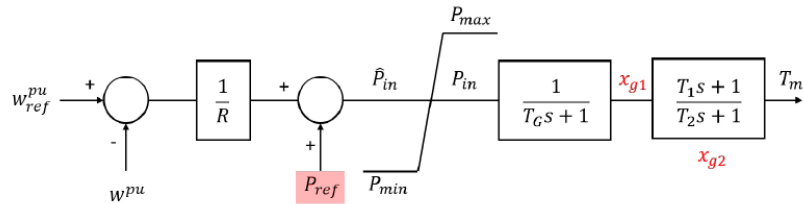


Figura 4.2: Regulador de Velocidad

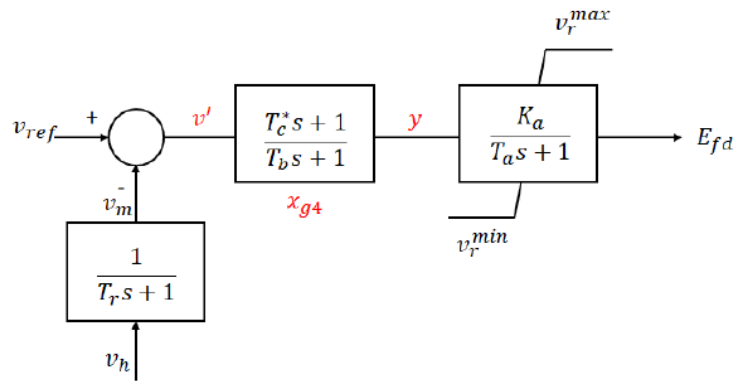


Figura 4.3: Regulador de Voltaje

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 del Regulador de voltaje 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

La modelación de los convertidores eléctricos, utilizados por la generación renovable se encuentra en las Figuras 4.4, 4.5, 4.6, en las cuales se muestra el lazo de control de potencia activa, el lazo de control de voltaje y el lazo de control de PLL, respectivamente.

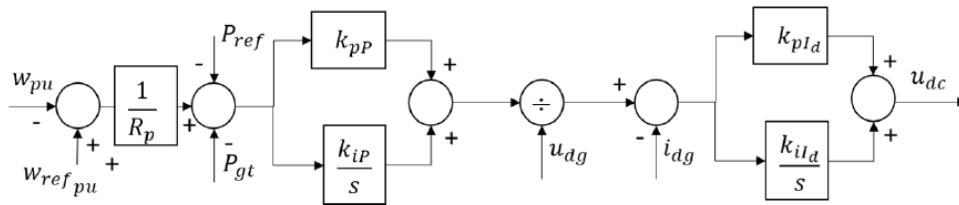


Figura 4.4: Lazo de Control de potencia activa del convertidor electrónico

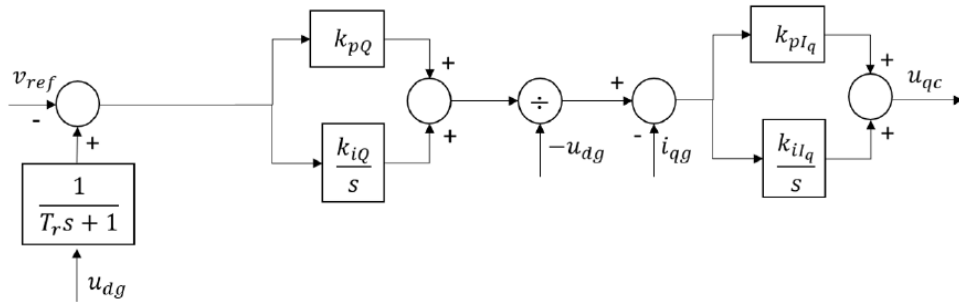


Figura 4.5: Lazo de Control de voltaje del convertidor electrónico

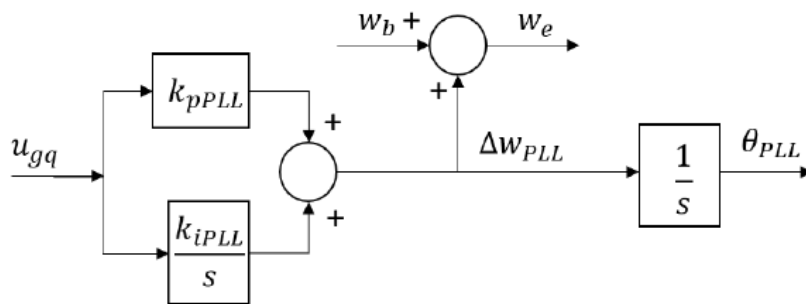


Figura 4.6: Lazo de Control de PLL

Los valores de los parámetros utilizados para la representación del convertidor electrónico se presenta en la Tabla 4.3, dada a continuación:

Tabla 4.3: Datos de 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
kpPLL	10,00
kiPLL	30,00

### 4.3. Mercado eléctrico

Para la obtención de los parámetros a utilizar en los modelos del mercado eléctrico, se usan diferentes fuentes, tales como [22], [25] y [27]. Por lo tanto, se parte asumiendo que el precio de mercado en el equilibrio es de 40  $[\$/MWh]$ . Luego, con la ayuda de la herramienta de MATLAB, MATPOWER, es posible calcular el flujo de potencia, con el fin de obtener el despacho y las potencias requeridas para cada nodo. En función de lo anterior, se pueden obtener los parámetros de la derecha de las ecuaciones (3.25), (3.27) y (3.28), es decir, los parámetros  $b_{gi}$ ,  $c_{gi}$ ,  $b_{dfl}$ ,  $c_{dfl}$ ,  $b_{din}$  y  $c_{din}$ . Por último, se escogen los valores de los parámetros  $\tau_{gi}$ ,  $\tau_{dfl}$  y  $\tau_{din}$ , que representan la velocidad de cambio tanto de los generadores como de las demandas flexibles e inflexibles.

En la Tabla 4.4 se encuentran los datos de mercado de los generadores, mientras que en las Tablas 4.5 y 4.6 se presentan los datos de mercado para las cargas flexibles e inflexibles, respectivamente.

Tabla 4.4: Datos de Mercado de los generadores de la red

#gen	Bus	$\tau_{gi} [\$/MWh]/[MW/s]$	$c_{gi} [\$/MW^2h]$	$b_{gi} [\$/MWh]$
<b>1</b>	1	15	0,2	39,85
<b>2</b>	2	10	0,1	39,84
<b>3</b>	3	13	0,2	39,83

Tabla 4.5: Datos de Mercado de las cargas flexibles de la red

Bus	$\tau_{dfl}$ [\$/MWh]/[MW/s]	$c_{dfl}$ [\$/MW <sup>2</sup> h]	$b_{dfl}$ [\$/MWh]
5	2	-0,1	40,08
6	2	-0,5	40,29
8	2	-0,3	40,19

Tabla 4.6: Datos de Mercado de las cargas inflexibles de la red

Bus	$\tau_{din}$ [\$/MWh]/[MW/s]	$c_{din}$ [\$/MW <sup>2</sup> h]	$b_{din}$ [\$/MWh]
5	2	-0,1	40,04
6	2	-0,5	40,16
8	2	-0,3	40,11

## 4.4. Simulación

Para estudiar los modelos propuestos en las secciones anteriores, se procede a construir el sistema en Simulink, el cual es un software de MATLAB que permite implementar el modelo por medio de un diagrama de bloques. En la Figura 4.7 se presenta la metodología para la obtención de los resultados.

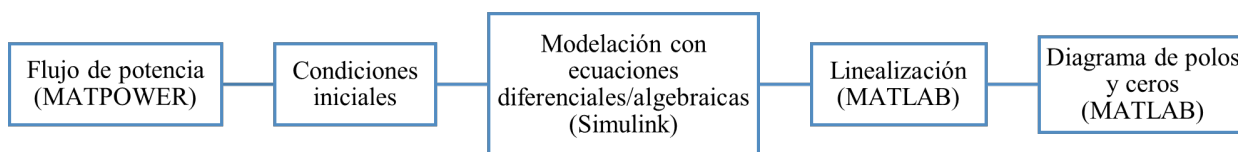


Figura 4.7: Metodología de la simulación

En primer lugar, es necesario calcular las condiciones iniciales para introducirlas en los modelos desarrollados. Para esto se calcula el Flujo de potencia, con la ayuda de MATPOWER, que es otra herramienta de MATLAB. Con este flujo de potencia, se obtienen diferentes condiciones iniciales, como el voltaje de cada barra del sistema, el despacho de las unidades generadoras, el valor inicial del precio de mercado, entre otras variables.

Luego de este proceso, se procede con la implementación en Simulink de las ecuaciones diferenciales y algebraicas del sistema físico y del modelo del mercado eléctrico. Dentro del primer grupo encontramos la representación de las unidades generadoras, las demandas flexibles e inflexibles y del sistema de transmisión. El segundo grupo de ecuaciones, corresponden a las ecuaciones desarrolladas desde la ecuación (3.25) - (3.29).

Al implementar el modelo en Simulink, se logra una modelación no lineal, lo cual nos permite realizar un análisis de pequeña señal mediante la linealización del modelo. Esto, con la utilización de *Linearize*, la cual es una función de Simulink que entrega una aproximación

lineal del modelo a partir de la entrada y salida de este.

En función de este modelo linealizado, es posible ejecutar un análisis de estabilidad por medio de los polos y ceros del sistema lineal, como también realizar un análisis de sensibilidad de diferentes parámetros.

## 4.5. Escenarios de Estudio

Con el objetivo de estudiar el impacto de la gestión de la demanda y del acoplamiento entre el mundo físico y el mercado, se realizan 4 escenarios de estudio.

### 4.5.1. Modelo físico del sistema IEEE de 9 barras

En primer lugar, se modela el sistema de la red de la IEEE de 9 barras de la Figura 4.1 en Simulink. En la Figura 4.8 se presenta una simplificación del modelo, por medio de un diagrama de bloques, donde se presentan los tres grandes bloques que se relacionan en este sistema.

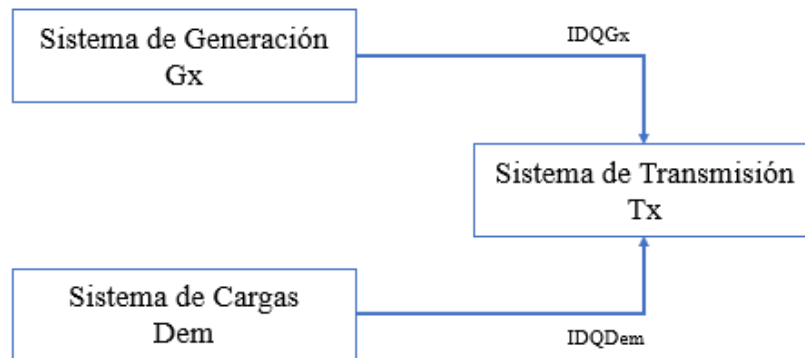


Figura 4.8: Simplificación del diagrama de bloques del modelo físico del Sistema IEEE de 9 barras

Dentro del bloque de generación, se incluyen los controladores de velocidad y voltaje, las ecuaciones diferenciales y algebraicas para describir el comportamiento de estas máquinas generadoras. El bloque de la carga contiene la admitancia de las cargas flexibles e inflexibles. Es importante mencionar que en este modelo no se incluye ningún tipo de gestión de demanda ni de modificación de las consignas de los generadores.

### 4.5.2. Modelo acoplado

Para el segundo escenario, se realiza el acople entre el sistema físico y el mercado eléctrico. Es importante mencionar que para este modelo solo se modifican las consignas de los generadores por medio del precio del mercado, por lo que, sigue sin existir gestión de demanda de ninguna carga. En la Figura 4.9 se presenta lo anteriormente descrito.

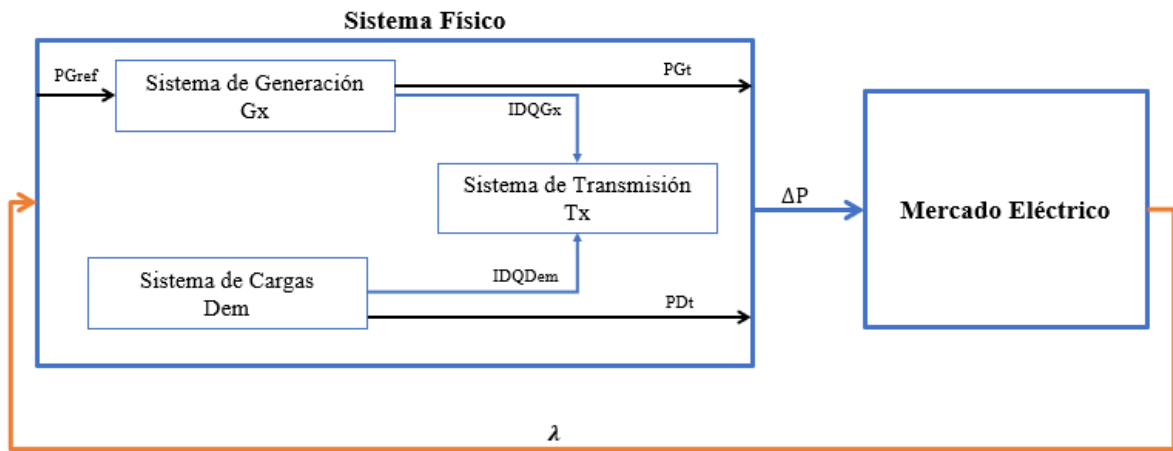


Figura 4.9: Modelo Acoplado

### 4.5.3. Modelo acoplado con gestión de la demanda

A partir del modelo anterior, se modifica el bloque del sistema de carga por el modelo propuesto en este trabajo, logrando que exista una retroalimentación entre el mercado y la demanda del sistema.

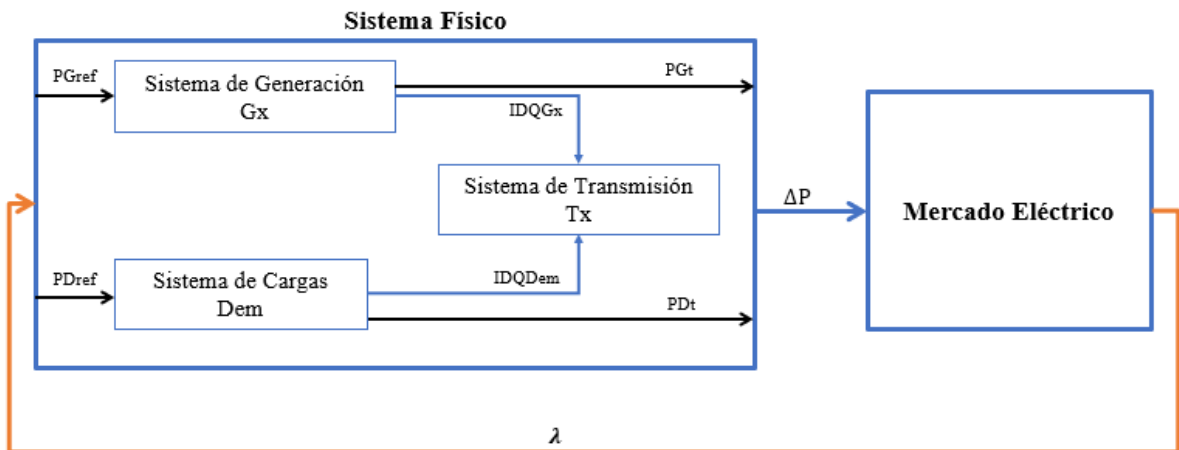


Figura 4.10: Modelo Acoplado, con gestión de demanda

### 4.5.4. Modelo acoplado con gestión de la demanda y generación renovable

Finalmente, se realiza el mismo procedimiento que para la sección anterior (ver Figura 4.10), con la diferencia de que dentro del sistema de generación se introducen los cambios necesarios para reemplazar la generación sincrónica por otra a partir de fuentes renovables, donde se utilizan convertidores electrónicos para incluirlos en la red.



## 4.6. Casos de estudio

Para estudiar el impacto de la gestión de demanda en el sistema, además de plantear los diferentes escenarios mencionados en la sección anterior, se realizaron los siguientes estudios:

- **CE1:** análisis de estabilidad por medio de la ubicación de polos y ceros de los sistemas linealizados. Para este análisis, se utilizaron los parámetros, tanto del mercado como de la demanda, expuestos en las secciones anteriores. Por último, cabe mencionar que para este caso se utilizó  $\tau_\lambda = 5$  [ $s/[\$/MWh]$ ].
- **CE2:** análisis de sensibilidad ante variaciones en el parámetro de mercado  $\tau_\lambda$ . En este caso de estudio se utilizaron 3 diferentes valores para  $\tau_\lambda$ , los cuales se exponen a continuación:
  - CE2.1:  $\tau_{\lambda_1} = 1$  [ $s/[\$/MWh]$ ]
  - CE2.2:  $\tau_{\lambda_2} = 5$  [ $s/[\$/MWh]$ ]
  - CE2.3:  $\tau_{\lambda_3} = 6.5$  [ $s/[\$/MWh]$ ]
- **CE3:** análisis de sensibilidad ante variaciones en el parámetro de demanda  $\tau_d$ . Al igual que para el caso anterior, se plantean 3 valores para ver la variación en la elasticidad de la demanda. Los valores propuestos se listan a continuación:
  - CE3.1:  $\tau_{d_1} = 1$  [ $\$/MWh]/[MW/s]$
  - CE3.2:  $\tau_{d_2} = 2$  [ $\$/MWh]/[MW/s]$
  - CE3.3:  $\tau_{d_3} = 4$  [ $\$/MWh]/[MW/s]$

En la Tabla 4.7 se presenta el esquema de cada uno de los escenarios propuestos, es decir, modelo físico (M), modelo acoplado (M+A), modelo acoplado considerando gestión de la demanda (M+A+D) y modelo acoplado con respuesta de la demanda y generación no convencional (M+A+D+FC), con los casos de estudio a los que fueron sometidos.

Tabla 4.7: Escenarios con sus casos de estudio

Escenarios	Casos de estudio						
	CE1	CE2.1	CE2.2	CE2.3	CE3.1	CE3.2	CE3.3
M							
M+A							
M+A+D							
M+A+D+FC							

# Capítulo 5

## Resultados y Análisis del Sistema IEEE de 9 barras

En este capítulo se presentan los resultados y el análisis de estos. En primer lugar se comenzará con el análisis de estabilidad de cada uno de los escenarios propuestos en la sección 4.5. Este análisis se realiza por medio de la ubicación de los polos y ceros de los sistemas linealizados. Luego, se seguirá con un análisis de sensibilidad ante variaciones en el parámetro de mercado  $\tau_\lambda$ . Para finalizar con el análisis de sensibilidad de la elasticidad de la demanda, variando esta vez el parámetro  $\tau_d$ .

### 5.1. Estabilidad de los diferentes escenarios

En las Figuras 5.1 y 5.2 se presentan los diagrama de polos y ceros para los escenarios M y M+A, respectivamente. Cabe recordar, que el escenario M corresponde a aquel modelo en donde se representa sólo la dinámica del sistema físico de 9 barras de la IEEE, mientras que el escenario M+A es el modelo donde se realiza el acoplamiento del sistema físico con el modelo de mercado, generando una dinámica entre el punto de operación de los generadores y el precio de mercado.

A simple vista, en ambas figuras, se presenta el mismo diagrama, pero es importante mencionar que el diagrama de M+A presenta más polos y ceros que el del escenario M, lo cual se puede observar en la Figuras 5.3 y 5.4, ambos escenarios comparten dos polos que se encuentran en el eje real positivo ubicados en  $s_1 = 23.1$  y  $s_2 = 0.76$ , lo que los convierten en sistemas inestables. En el caso del escenario M, el diagrama presenta tanto polos ubicados en el eje real como polos conjugados, además de los polos ubicados en el semiplano real positivo, lo que entrega una respuesta divergente con comportamiento oscilatorio.

De forma adicional, el escenario M+A contiene un polo conjugado más en el semi plano positivo, ubicado en  $s_{3,4} = 0.204 \pm 0.286i$ . El aumento de los polos para el escenario M+A se debe principalmente al introducir la dinámica de mercado que interactúa directamente con la operación de los generadores, como se puede observar en la Figura 4.9. La aparición de este polo conjugado en el diagrama indica que al existir un lazo de retroalimentación entre el mundo físico y el mercado existen diferencias en los tiempos de ambos mundos, generando así una componente en el escenario M+A que es más lenta, puesto que el polo se ubica más cercano al eje imaginario que los polos mencionados con anterioridad.

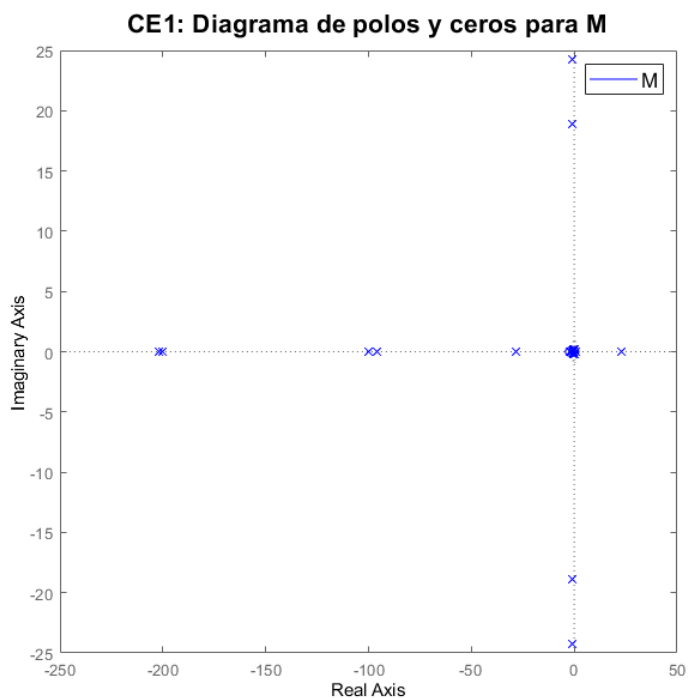


Figura 5.1: CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M

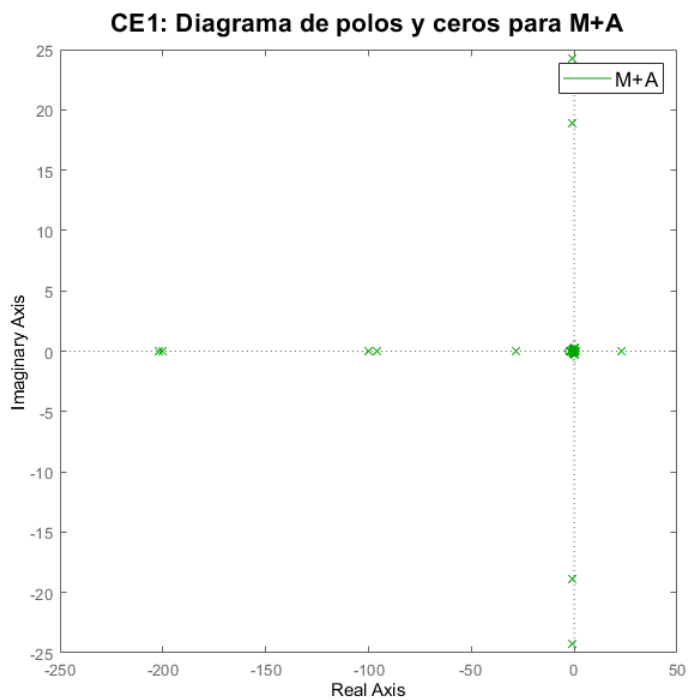


Figura 5.2: CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A

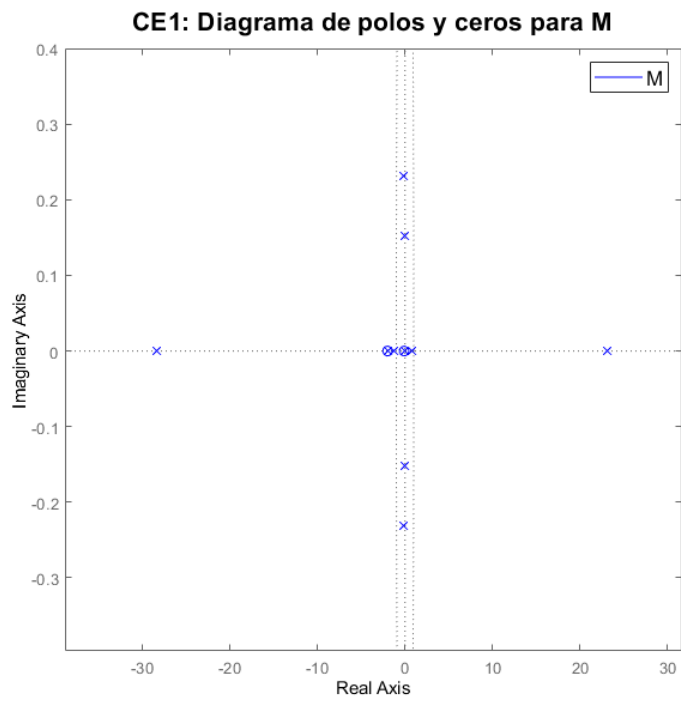


Figura 5.3: CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M, con zoom

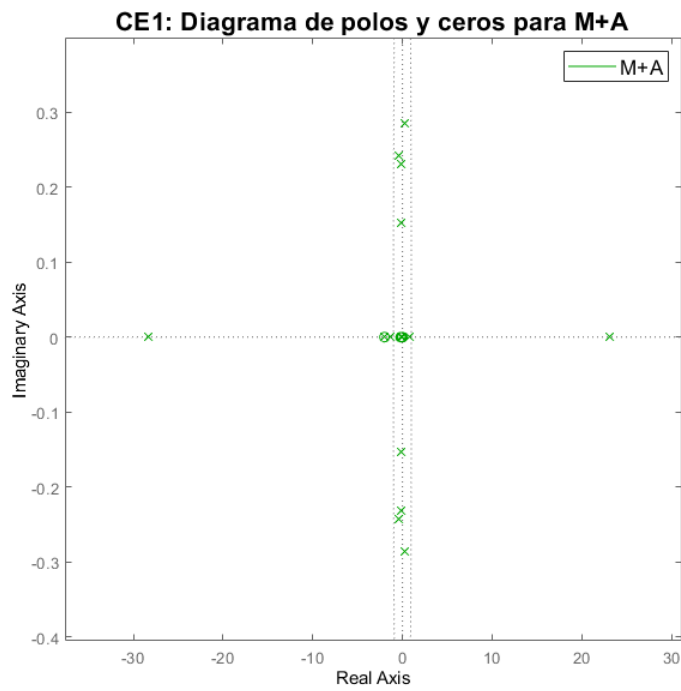


Figura 5.4: CE1: Diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, con zoom



**CE1: Diagrama de polos y ceros para M+A+D+FC**

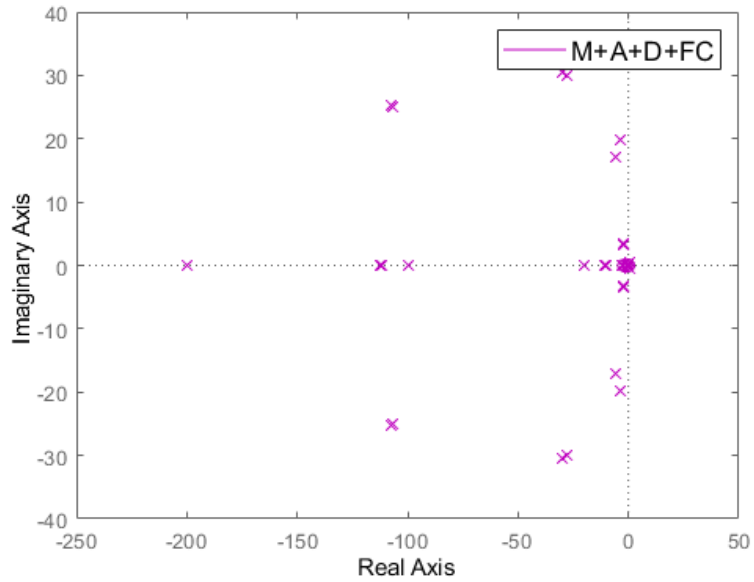


Figura 5.6: CE1: Diagrama de polos y ceros para el Escenario M+A+D+FC

**Estabilidad de los Escenarios Estudiados**

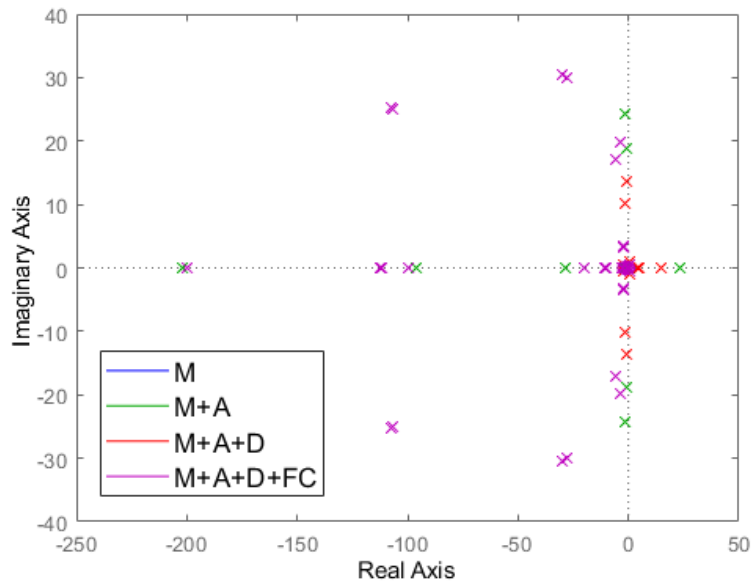


Figura 5.7: CE1: Comparación de los diferentes escenario de estudio

A modo de comparar la estabilidad de todos los escenarios propuestos, se presenta la Figura 5.7, en la cual se encuentra el diagrama de polos y ceros de cada escenario. A partir de esta figura nos podemos dar cuenta de que los escenarios que divergen de forma más rápida corresponden a los escenarios M y M+A, puesto que son los escenarios que presentan los polos más lejanos al origen del diagrama. El segundo escenario más rápido corresponde al escenario M+A+D, por lo que es posible decir que, al agregar la dinámica del precio del mercado con el punto de operación de los generadores y la demanda flexible, es posible au-

mentar el tiempo antes de que el sistema diverja. El tiempo estable aumenta aún más para el escenario M+A+D+FC, puesto que presenta el polo con parte real positiva más cercano al origen, lo que implica que el comportamiento de este escenario sea más lento.

A partir de lo anterior, se puede decir que, si bien todos los escenarios presentan un comportamiento divergente, el sistema se vuelve cada vez más lento al introducir nuevas variables al sistema físico original.

## 5.2. Sensibilidad ante variación del parámetro de mercado $\tau_\lambda$

Tal como se mencionó anteriormente, en este apartado se estudiará la sensibilidad de los escenarios ante la variación del parámetro  $\tau_\lambda$ . Para esto se utilizaron 3 valores del parámetro  $\tau_\lambda$ , los cuales son 1, 5 y 6.5  $\left[\frac{s}{\$/MWh}\right]$ . La variación de este parámetro en los modelos significa la modificación de la velocidad de actualización del precio de mercado, lo cual influye directamente en la dinámica del sistema con los generadores para el caso M+A, como también en los escenarios que se presenta una respuesta de la demanda como en los casos M+A+D y M+A+D+FC.

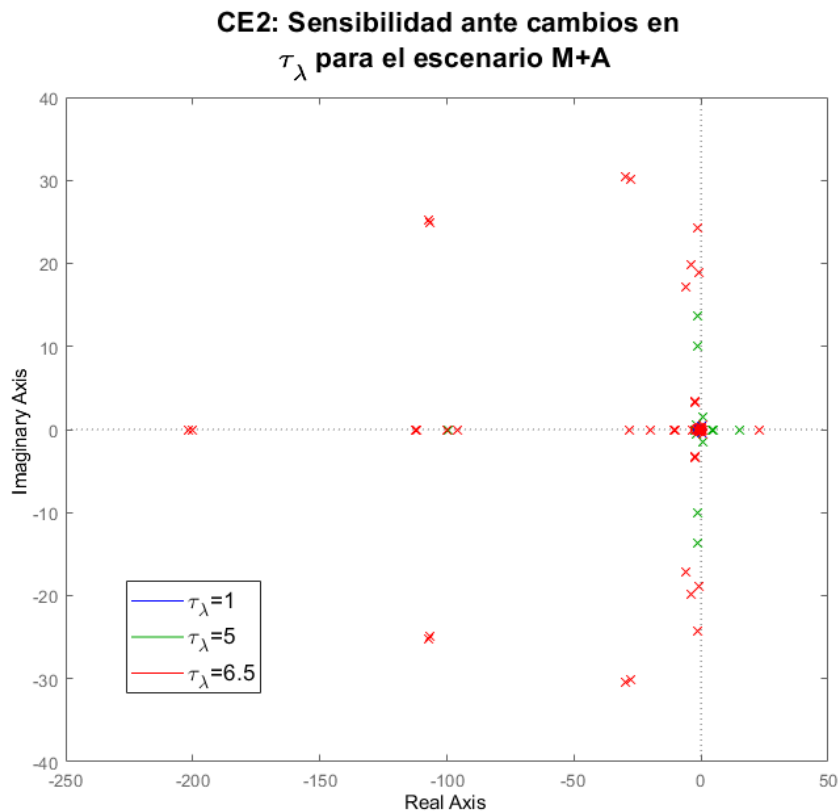


Figura 5.8: CE2: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_\lambda$  para el caso de estudio M+A

En la Figura 5.8 se presenta la comparación de los diagramas de polos y ceros para el

escenario M+A, el cual considera la interacción entre el precio de mercado y el punto de operación de las máquinas generadoras. De la figura es posible observar que en los tres casos de estudio, existen polos que se encuentran en el semiplano positivo real, por lo que se puede decir que, nuevamente, la respuesta o comportamiento del escenario M+A es inestable.

Las mayores diferencias se pueden apreciar en la Figura 5.9, donde se muestran la distribución de los polos y ceros del escenario M+A con un acercamiento al punto de origen del plano. Es posible observar que existe un desplazamiento de los polos conjugados existentes en el semiplano positivo real para cada valor de  $\tau_\lambda$ , los cuales se presentan en la Tabla 5.1.

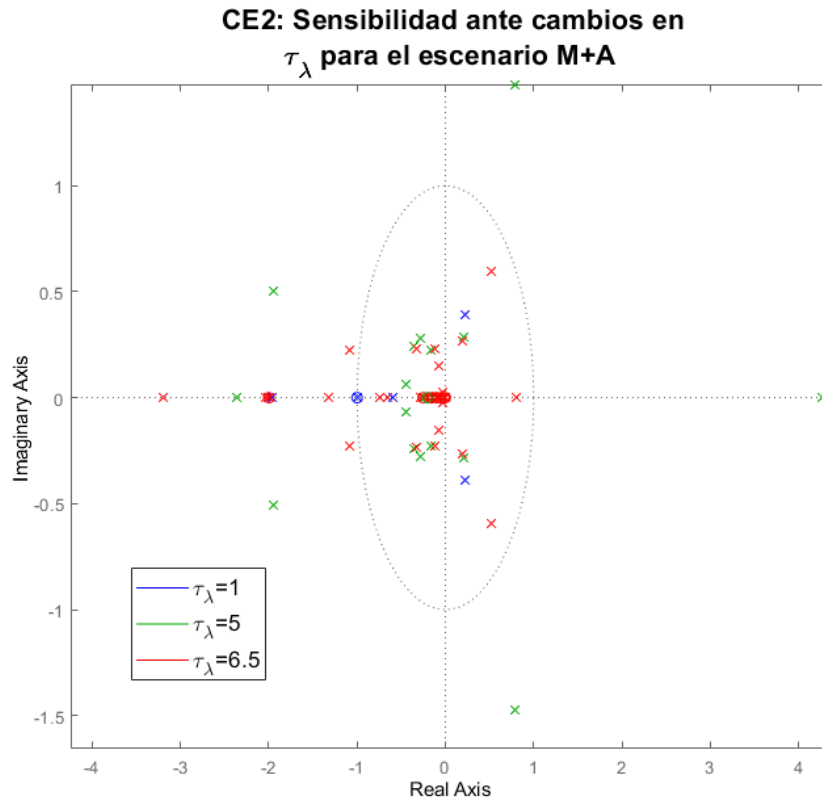


Figura 5.9: CE2: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_\lambda$  para el caso de estudio M+A con zoom

Tabla 5.1: Ubicación de los polos conjugados inestables para el caso de estudio CE2, escenario M+A

$\tau_\lambda$	$\frac{s}{\$/MWh}$	<b>Polos conjugados, parte real positiva</b>
1		$0.223 \pm 0.39i$
5		$0.204 \pm 0.286i$
6.5		$0.196 \pm 0.286i$

Con esto, se puede percibir que al ir aumentando el valor de  $\tau_\lambda$  en el escenario M+A, los polos inestables se van acercando cada vez más al eje real. Esto significa que al aumentar la velocidad de actualización del precio del mercado el sistema se vuelve inestable más rápido.



Esto se puede relacionar con que los generadores no son capaces de modificar o ajustar su punto de operación dentro de los espacios de tiempos dados, debido a la gran variación de las señales de precios con un  $\tau_\lambda$  más pequeño. De forma adicional, es posible comentar que para el caso  $\tau_\lambda = 1 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$  el sistema presenta una menor amortiguación por lo que oscila en una mayor proporción que en comparación a los casos  $\tau_\lambda = 5 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$  y  $\tau_\lambda = 6.5 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$ .

En la Figura 5.10 se muestra la comparación de los diagramas de polos y ceros para el escenario M+A+D. Escenario que considera una interacción entre las señales de precio y el punto de operación de los generadores como también con el consumo de las cargas. Al igual que en el escenario anterior, sigue presente la existencia de polos en el semiplano positivo real, por lo que el escenario M+A+D es divergente incluso al variar el parámetro del mercado  $\tau_\lambda$ . La ubicación de los polos positivos sobre el eje imaginario es idéntica para los tres casos de estudio, por lo que la diferencia se encuentra en los polos positivos conjugados.

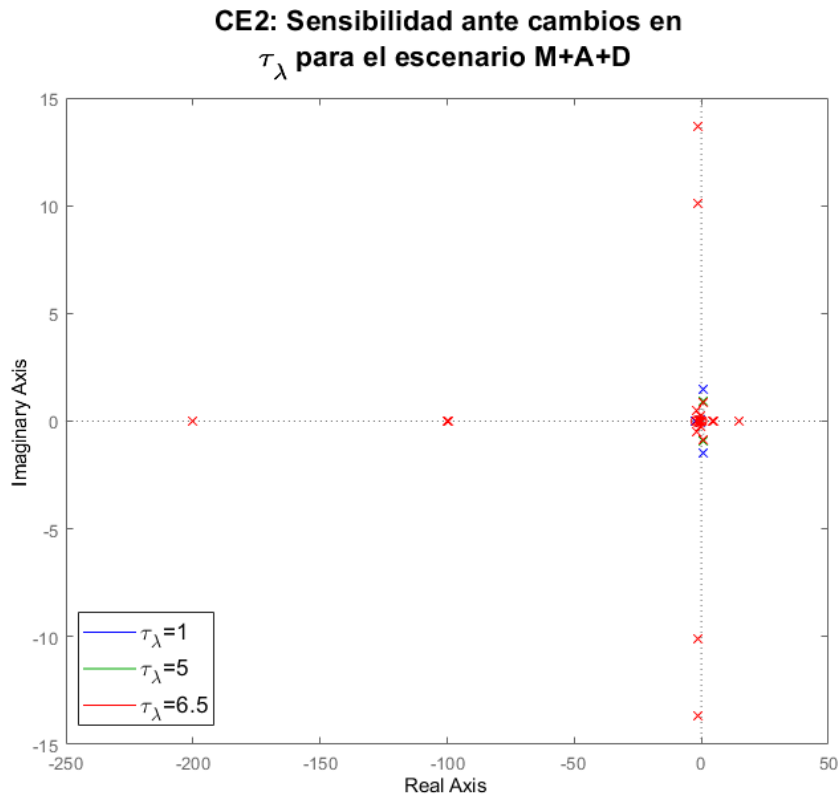


Figura 5.10: CE2: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_\lambda$  para el caso de estudio M+A+D

Para una mejor visualización de los resultados, se presenta la Figura 5.11, donde se puede notar las diferentes posiciones de los polos conjugados que aportan inestabilidad al sistema, estas ubicaciones se encuentran en la Tabla 5.2. Al igual que para el escenario anterior, podemos ver que el escenario M+A+D se presenta un comportamiento más rápido al aumentar la velocidad de actualización del precio del mercado, es decir, para valores de  $\tau_\lambda$  más bajos, puesto que para el caso de estudio donde  $\tau_\lambda = 1 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$ , el polo conjugado inestable se encuentra más lejano al eje real en comparación al caso  $\tau_\lambda = 5 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$  y lo mismo sucede

al comparar el caso  $\tau_\lambda = 5 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$  con  $\tau_\lambda = 6.5 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$ .

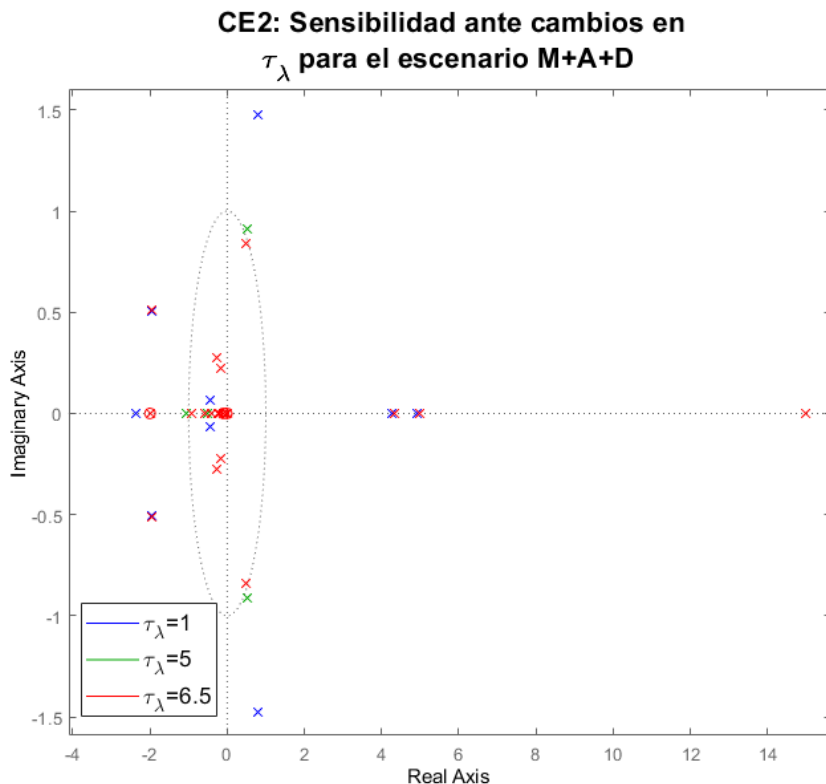


Figura 5.11: CE2: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_\lambda$  para el caso de estudio M+A+D con zoom

Tabla 5.2: Ubicación de los polos conjugados inestables para el caso de estudio CE2, escenario M+A+D

$\tau_\lambda$	$\left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$	Polos conjugados, parte real positiva
1		$0.794 \pm 1.48i$
5		$0.513 \pm 0.912i$
6.5		$0.471 \pm 0.841i$

Si bien ya se mencionó que para cada caso de estudio, el escenario M+A+D es inestable, es relevante comentar que la presencia de los polos conjugados tanto en el semiplano real positivo como negativo, introducen oscilaciones al comportamiento del sistema. En particular, existen más oscilaciones para el caso de estudio  $\tau_\lambda = 1 \left[ \frac{s}{\$/MWh} \right]$ , puesto que sus polos se encuentran más lejanos del eje imaginario en comparación a los otros casos.

Al comparar los resultados de los escenarios M+A y M+A+D podemos determinar que al introducir la gestión de la demanda, como en el caso M+A+D, el sistema diverge en un lapso de tiempo mayor en comparación al caso de estudio en donde solo se considera la interacción entre el precio de mercado y la operación de los generadores.

En la Figura 5.12 se presenta los diagramas de polos y ceros del escenario M+A+D+FC para cada variación del parámetro  $\tau_\lambda$ . El escenario M+A+D+FC contempla el acople entre el modelo físico y el mercado eléctrico, por lo que se considera que las señales de precio otorgadas por mercado se introducen en la consigna de generación y demanda del sistema físico. De forma adicional, para este caso se considera que dos de los tres generadores presentes en el sistema sean reemplazados por generadores no convencionales, lo que introduce variabilidad en el sistema.

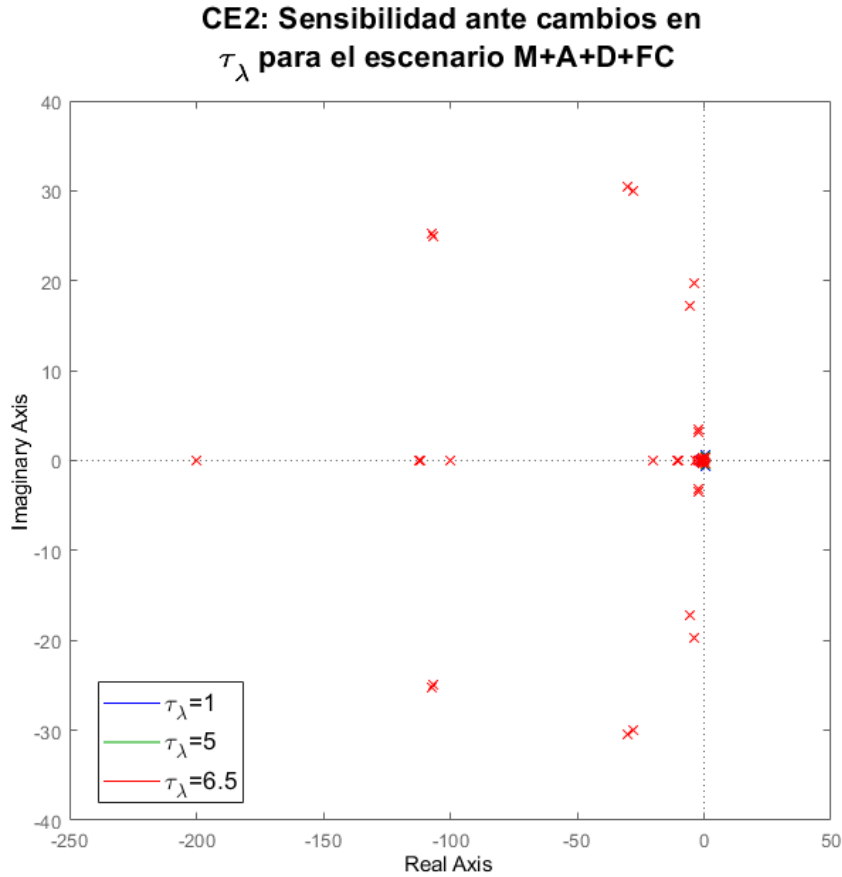


Figura 5.12: CE2: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_\lambda$  para el caso de estudio M+A+D+FC

Al igual que para los escenarios anteriores, los polos más lejanos del origen del sistema se mantienen para los tres casos estudiados, por lo que el análisis se enfoca principalmente en los polos que se encuentran más cercanos al origen del plano. Es por esto que se presenta la Figura 5.13, donde se puede apreciar un acercamiento de la Figura 5.12.

El escenario M+A+D+FC al presentar polos en el semiplano positivo real en cada uno de los casos estudiados, es posible determinar que, al igual que para los escenarios anteriores, tiene una respuesta divergente y oscilante. Esto, puesto que para cada caso de estudio, se presentan polos reales y complejos conjugados cuya parte real es positiva. El polo real se ubica en la misma posición para los 3 casos, la cual es prácticamente en el origen,  $s = 1.21 \cdot 10^{-10}$ . La mayor diferencia se presenta en los polos conjugados cuya parte real es positiva, los cuales

se presentan en la Tabla 5.3.

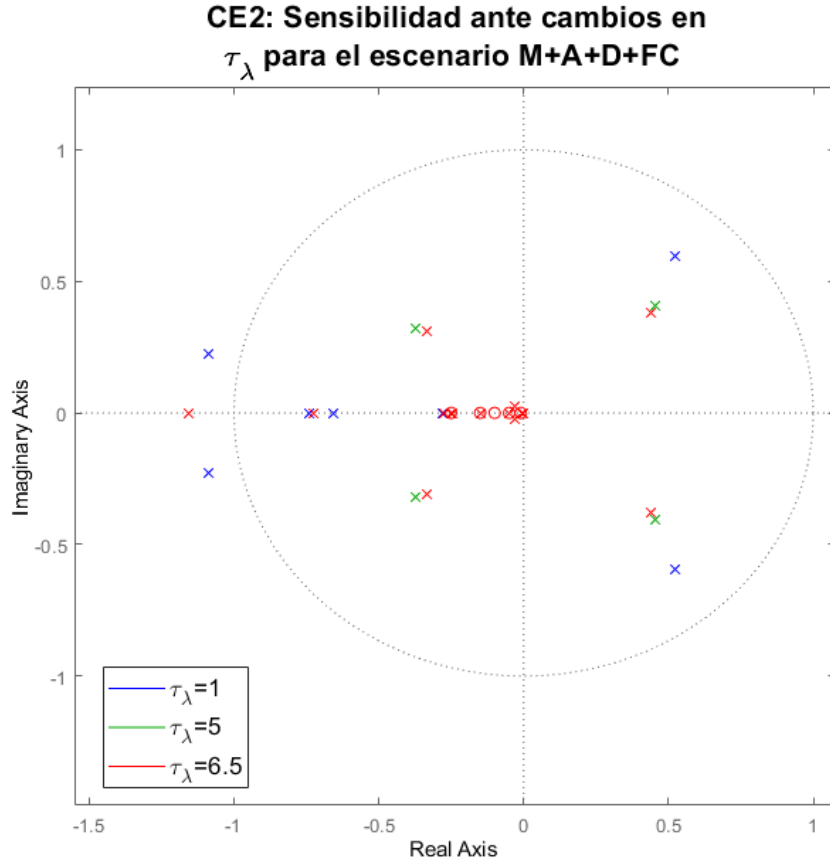


Figura 5.13: CE2: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_\lambda$  para el caso de estudio M+A+D+FC con zoom

Tabla 5.3: Ubicación de los polos conjugados inestables para el caso de estudio CE2, escenario M+A+D+FC

$\tau_\lambda$	$\frac{s}{\$/MWh}$	Polos conjugados, parte real positiva
1		$0.523 \pm 0.593i$
5		$0.457 \pm 0.408i$
6.5		$0.441 \pm 0.380i$

Nuevamente, es posible observar que el escenario M+A+D+FC se vuelve inestable más rápido para valores de  $\tau_\lambda$  más pequeños y que presenta una mayor amortiguación para valores de  $\tau_\lambda$  mayores. Es relevante mencionar que existen menos polos en el semiplano debido a que la presencia de los convertidores eléctricos, que se utilizan en reemplazo de los generadores convencionales, permite que las dinámicas sean más rápidas, logrando ajustar mejor la operación en comparación a los escenarios anteriores.

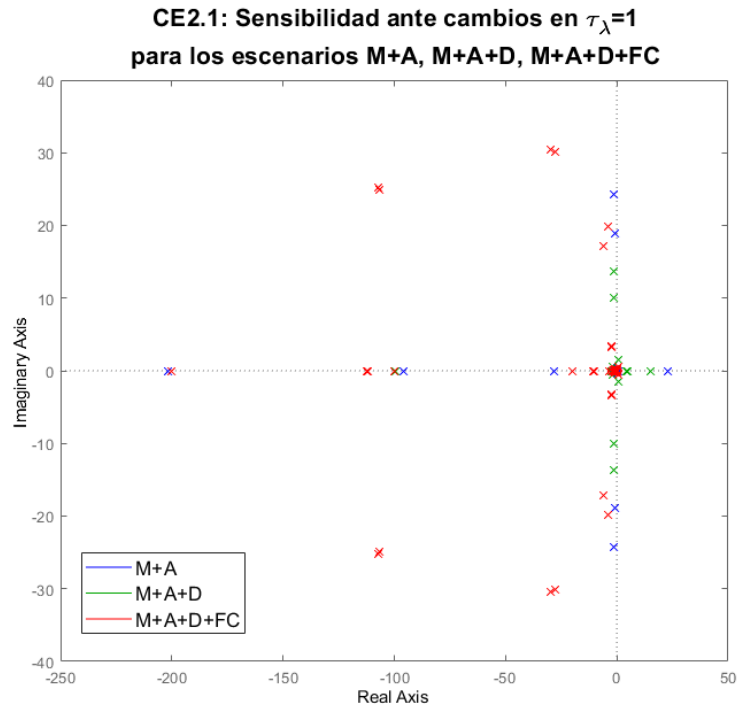


Figura 5.14: CE2.1: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para  $\tau_\lambda = 1$

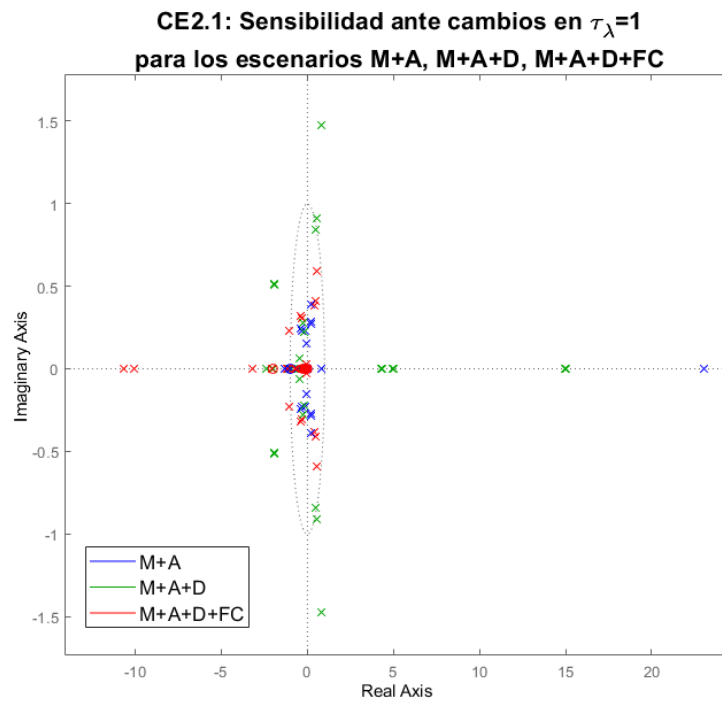


Figura 5.15: CE2.1: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para  $\tau_\lambda = 1$ , con zoom

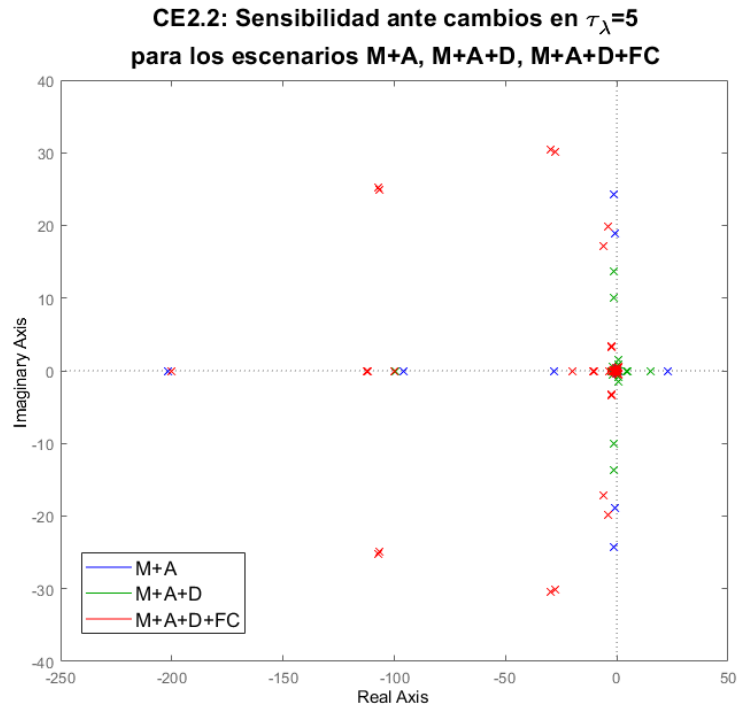


Figura 5.16: CE2.2: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para  $\tau_\lambda = 5$

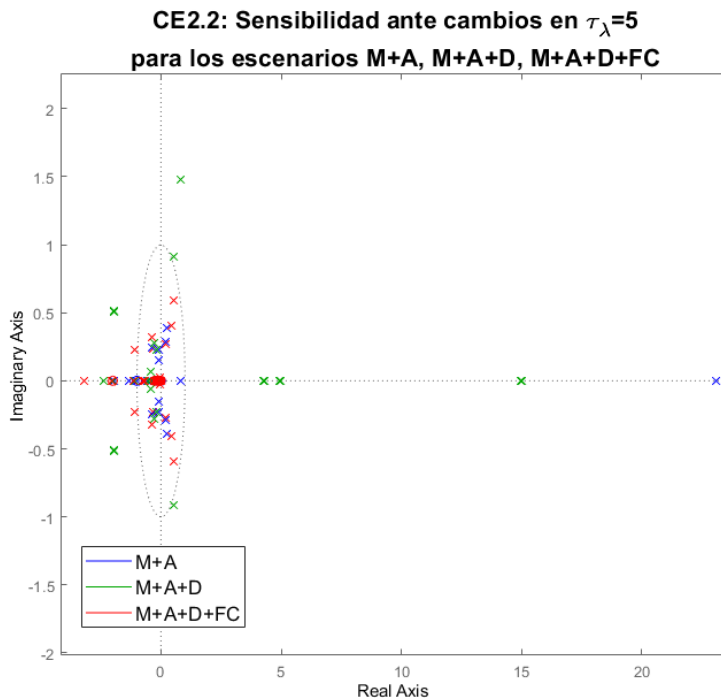


Figura 5.17: CE2.2: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para  $\tau_\lambda = 5$ , con zoom

A modo de comparación, se realizan las Figuras 5.14, 5.16 y 5.18, a las cuales se le reali-

zaron acercamientos dispuestos en las Figuras 5.15, 5.17 y 5.19. En estas figuras se pueden observar los diagramas de polos y ceros de los escenarios estudiados para cada  $\tau_\lambda$  propuesto. Al observar cada figura, nos damos cuenta de que el escenario M+A es el que presenta siempre la dinámica más divergente, mientras que el escenario M+A+D+FC es el escenario con las dinámicas más lentas. Esto ocurre puesto que el escenario M+A solo presenta como elemento dinámico los generadores convencionales, por lo que no son lo suficientemente rápidos para poder ajustar su punto de operación en función de las señales de mercado entregadas. Por otro lado, el escenario M+A+D+FC, además de considerar la dinámica del generador convencional, se presentan otros elementos como la gestión de la demanda y los convertidores eléctricos, que ayudan a acelerar la dinámica del sistema físico.

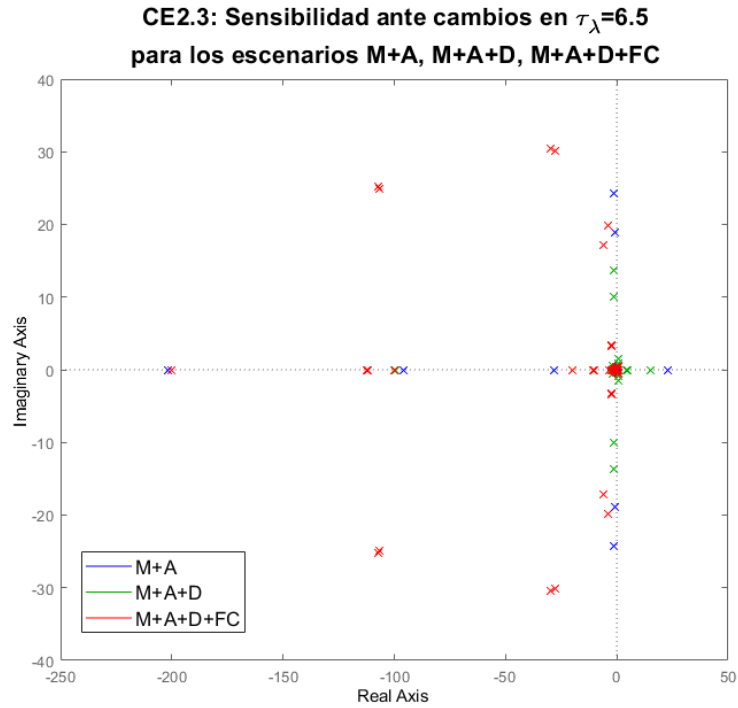


Figura 5.18: CE2.3: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para  $\tau_\lambda = 6.5$

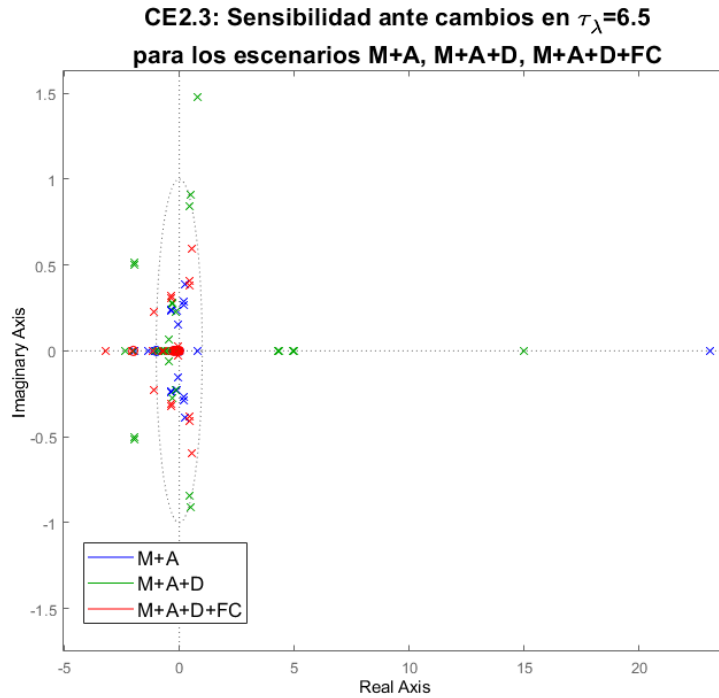


Figura 5.19: CE2.3: Comparación de diagrama de polos y ceros para los escenarios M+A, M+A+D y M+A+D+FC, para  $\tau_\lambda = 6.5$ , con zoom

### 5.3. Sensibilidad ante variación del parámetro de la demanda $\tau_d$

Se estudió la sensibilidad ante la variación del parámetro de la demanda  $\tau_d$  en aquellos escenarios que presentan gestión de la demanda, los cuales son: M+A+D y M+A+D+FC. La principal diferencia entre ambos escenarios, es que el último considera la participación de generación renovable.

La importancia de estudiar la sensibilidad del parámetro  $\tau_d$  radica en el significado que presenta. Este parámetro presenta un significado similar a  $\tau_\lambda$  pero enfocado a la demanda, por lo que es posible decir que  $\tau_d$  es la constante de tiempo en la cual se puede modificar el consumo. Es así que  $1/\tau_d$  representa la elasticidad de la demanda en el sistema.

En la Figura 5.20 se presenta una comparación entre los diagramas de polos y ceros para el escenario M+A+D ante la variación del parámetro  $\tau_d$ . Es posible observar que ante la variación del parámetro  $\tau_d$  no existen modificaciones en la ubicación de los polos más lejanos al punto de origen del plano. Es por esto que, el análisis se enfocó en la ubicación de los polos que se encuentran a una distancia menor o igual a 2 unidades desde el origen del plano, lo cual se muestra en la Figura 5.21.

A partir de la Figura 5.21 se puede observar que para los valores de  $\tau_d$  más grandes los polos del sistema se van acercando al origen del plano, mientras que para los valores más pequeños los polos se van alejando, lo que significa que a medida de que el valor de  $\tau_d$  decrece



el sistema se va volviendo cada vez más inestable, divergiendo más rápido y presentando un mayor nivel de oscilaciones.

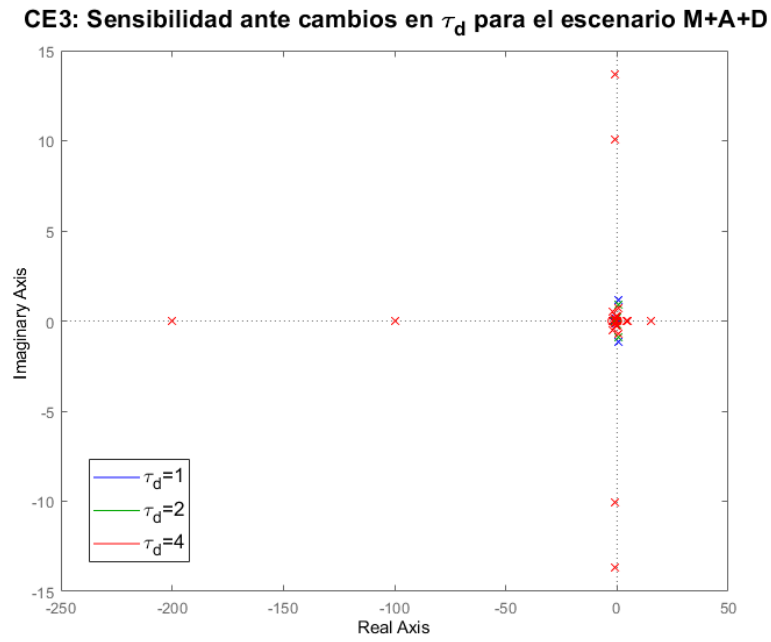


Figura 5.20: CE3: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_d$  para el caso de estudio M+A+D

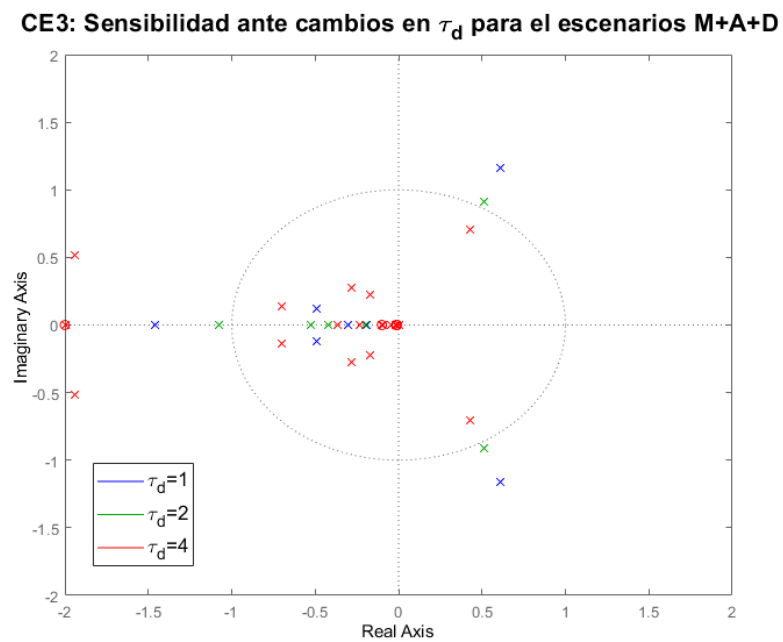


Figura 5.21: CE3: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_d$  para el caso de estudio M+A+D con zoom

Con esto es posible determinar que para valores de  $\tau_d$  pequeños o para demandas muy elásticas, el sistema se volverá inestable con una mayor rapidez en comparación a un sistema cuya demanda sea más inelástica.

En la Figura 5.22 se presenta la comparación de los diagramas de polos y ceros para el escenario M+A+D+FC ante las variaciones del parámetro  $\tau_d$ . Donde es posible observar que nuevamente los polos lejanos al origen del plano, se mantienen constantes para los 3 casos de estudio, por lo que el análisis se centró en aquellos polos que se encuentren dentro de un círculo unitario de centro el origen del plano. Para visualizar esto de mejor manera se presenta la Figura 5.23.

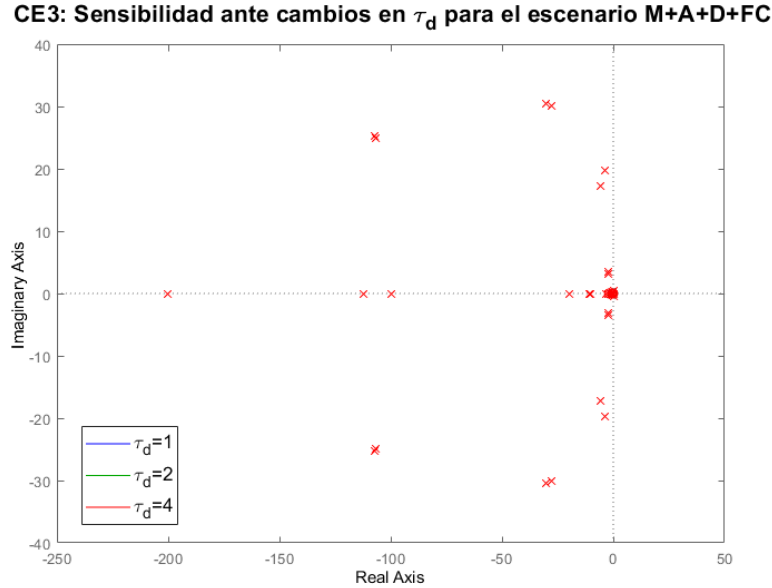


Figura 5.22: CE3: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_d$  para el caso de estudio M+A+D+FC

En la Figura 5.23 se puede observar que la ubicación de los polos cuya parte real es positiva se mantiene en los tres casos, lo que nos indica que estos polos no se ven influenciados por el parámetro  $\tau_d$  asociado a la constante de tiempo de los consumidores, pero si es posible ver su cambio al modificar la velocidad de actualización del precio del mercado, como se vio en la sección anterior.

Por otro lado, al analizar los polos y ceros ubicados en el semiplano real negativo, es posible comentar que existe una mayor concentración de polos y ceros cercanos a el eje real a medida de que se aumenta el valor del parámetro  $\tau_d$ , lo cual indica que el comportamiento del sistema para el caso  $\tau_d = 4$  es más lento en comparación a los casos  $\tau_d = 2$  y  $\tau_d = 1$ .

A modo de comparar los resultados de los dos escenarios estudiados en este apartado, es posible comentar que es fundamental para la estabilidad del sistema que las demandas de los sistemas no sean tan elásticas, ya que esto podría producir que el sistema se vuelva más inestable, por lo que el aporte de la gestión de la demanda sea contraproducente.

CE3: Sensibilidad ante cambios en  $\tau_d$  para el escenario M+A+D+FC

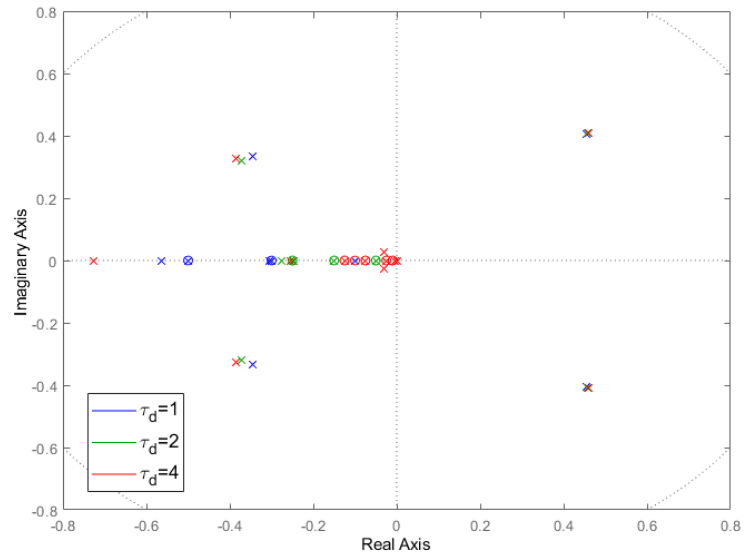


Figura 5.23: CE3: Sensibilidad ante variaciones en  $\tau_d$  para el caso de estudio M+A+D+FC con zoom

# Capítulo 6

## Conclusiones

En el presente capítulo se desarrollan las principales conclusiones sobre cada uno de los objetivos planteados en el inicio de este trabajo. De forma adicional, se plantean futuras mejoras que incorporar al modelo de mercado con el objetivo de enriquecer el modelo propuesto.

### 6.1. Conclusiones

El principal objetivo de este trabajo de título busca evaluar el impacto de la gestión de demanda en sistemas eléctricos de potencia inteligentes, es decir, estudiar el comportamiento de los sistema eléctrico de potencia que presenten un uso importante de la generación renovable, mecanismos dinámicos de mercado y también de una participación activa de la demanda.

Para esto, en primer lugar, se realiza una búsqueda bibliográfica para comprender los principales fundamentos para el desarrollo de este trabajo, donde se presenta el desarrollo de las redes eléctricas y cómo estas se van modernizando, modificando el concepto de los sistemas eléctricos de potencia. Adicionalmente, se presentan algunas de las consecuencias que trae consigo el modernizar los sistemas como por ejemplo, la disminución de los tiempo de respuesta por parte de los grupos generadores no convencionales, lo que provoca que sea posible acoplarlas dinámicas del mundo físico con el mercado, lo cual es fundamental para la realización de este trabajo. En cuanto al estado del arte, se puede comentar que, si bien existe literatura donde se estudia la aplicación de la respuesta de la demanda o los mecanismos dinámicos de mercado, faltan estudios que acoplen ambos mundos.

Una vez finalizada la búsqueda bibliográfica, se procede a la modelación tanto del sistema físico como de las dinámicas de mercado por medio de la utilización de MATLAB y Simulink. A partir de estos modelos se estudia la estabilidad de cuatro diferentes escenarios, los que consideran solo al modelo físico (M), modelo acoplado (M+A), modelo acoplado considerando gestión de la demanda (M+A+D) y, finalmente, al modelo acoplado con respuesta de la demanda y generación no convencional (M+A+D+FC).

En función de los resultados obtenidos, se puede evidenciar que cada uno de los escenarios propuestos son inestables, pero que al introducir los diferentes elementos es posible modificar el comportamiento del sistema. En particular, se puede observar que los escenarios más inestables corresponden a aquellos en donde no se utiliza gestión de demanda, es decir, M y M+A,

por lo que el introducir la gestión de demanda en el escenario M+A+D y la utilización de generación no convencional, aportan para que el sistema tenga un comportamiento más lento.

Por otra parte, también se estudió la sensibilidad del modelo ante variaciones en el parámetro  $\tau_\lambda$ , el cual corresponde a la velocidad de actualización de los precios en el mercado. En función de los resultados obtenidos, se puede concluir que al aumentar el valor del parámetro  $\tau_\lambda$  el sistema se vuelve inestable más rápido para cada uno de los escenarios estudiados. Esto se debe a que mientras mayor sea la velocidad de actualización de los precios en el modelo, existe una mayor volatilidad de los precios y algunas de las dinámicas de los sistemas como, por ejemplo, la de los generadores convencionales, no son capaces de ajustar su punto de operación antes de que vuelva a existir un cambio en el precio de la energía.

En la misma línea, se buscó evaluar el comportamiento de la gestión de la demanda en el sistema. Para ello, se realizó un estudio de sensibilidad con respecto a la variación del parámetro  $\tau_d$ , cuyo valor inverso representa la elasticidad de la demanda. De acuerdo con los resultados obtenidos, es posible determinar que mientras menor sea el valor  $\tau_d$  la demanda presenta una mayor elasticidad, lo que genera que, ante una variación pequeña del precio, la demanda esté dispuesta a modificar su consumo, por lo que, esto provoca una mayor inestabilidad en el sistema al momento de buscar el equilibrio entre el consumo y la generación en el sistema.

Finalmente, desde un punto de vista general y en función de los resultados obtenidos es posible observar que, efectivamente, la gestión de la demanda eléctrica puede inducir cambios en el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia, cuando estos se encuentren acoplados a los mercados energéticos. En particular, si los parámetros son correctamente escogidos, la respuesta de la demanda puede contribuir a disminuir el desabalance entre la generación y el consumo, gracias a que presentan constantes de tiempo menores que la generación convencional, lo que genera que la demanda pueda ajustarse un función de los puntos de operación de las máquinas generadoras. Pero, por otra parte, si se presenta en el sistema demandas cuya elasticidad es muy alta, podría traer consigo una mayor inestabilidad, ya que las demandas estaría modificando su consumo constantemente, provocando un mayor desabalance en el sistema.

Con esto es posible determinar la importancia e impactos de la participación de la demanda en los sistemas eléctricos de potencia que buscan modificar su estructura inicial y migrar hacia lo que son las redes inteligentes. Es importante mencionar que para que la gestión de la demanda se incorpore correctamente en los sistemas eléctricos de potencia y sean verdaderamente un aporte al funcionamiento de estos, es fundamental que exista una mejora en la infraestructura de comunicación de la red, para que tanto el operador de mercado como los consumidores finales puedan obtener la información en tiempo real del estado de la red y así tomar la mejor decisión.

## 6.2. Trabajo Futuro

Como trabajo futuro se plantea modificar la metodología de mercado, buscando desarrollar y resolver un problema de optimización bi-nivel, también conocido como un problema

líder-seguidor.

En esta nueva formulación, el problema primario busca encontrar el punto de operación óptimo de las cargas controladas por el operador de mercado, es decir, aquellas cargas que son flexibles, con tal de minimizar los costos en el sistema. Mientras que el segundo problema, a partir de las condiciones entregadas por el primer problema tiene como objetivo encontrar la operación óptima conseguida por los consumidores finales, mediante la maximización del bienestar social  $S_w$ .

El problema de optimización líder-seguidor que se plantea, presenta una estructura similar al problema propuesto en la ecuación (6.1):

$$\begin{aligned}
\min \quad & \sum_{i=1}^{N_g} C_{gi}(P_{gi}) \\
\text{s.a.} \quad & - \sum P_{gi} - \sum (P_{gl} + \Delta_{wl}) + \sum P_{dfl} + \sum P_{din} = 0, \\
& P_{din} \in S_W, \\
& S_W = \max_{P_{din}} S_w, \\
\text{s.a.} \quad & - \sum P_{gi} - \sum (P_{gl} + \Delta_{wl}) + \sum P_{dfl} + \sum P_{din} = 0.
\end{aligned} \tag{6.1}$$

Por otro lado, sería de gran interés estudiar el impacto que podría generar la gestión de la demanda en sistemas multi-nodales, donde exista congestión en las líneas de transmisión. Puesto que la congestión de las líneas de transmisión es un problema latente en nuestro país, esto podría ser de gran interés para la planificación de la expansión de la transmisión. De forma adicional, existe un factor especialmente importante de estudiar y es que la congestión de la líneas de transmisión provoca que el sistema presente precios diferentes en cada nodo del sistema, por lo que la gestión de la demanda responde de forma distinta en función de la ubicación que esta tenga en el sistema.

# Bibliografía

- [1] Colak, I., “Introduction to smart grid,” en 2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP), pp. 1–5, 2016, [doi:10.1109/ISGWCP.2016.7548265](https://doi.org/10.1109/ISGWCP.2016.7548265).
- [2] Serban, I., Céspedes, S., Marinescu, C., Azurdia-Meza, C. A., Gómez, J. S., y Hueichapan, D. S., “Communication requirements in microgrids: A practical survey,” IEEE Access, vol. 8, pp. 47694–47712, 2020, [doi:10.1109/ACCESS.2020.2977928](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2977928).
- [3] Knudsen, J., Hansen, J., y Annaswamy, A. M., “A dynamic market mechanism for the integration of renewables and demand response,” IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 24, no. 3, pp. 940–955, 2016, [doi:10.1109/TCST.2015.2476785](https://doi.org/10.1109/TCST.2015.2476785).
- [4] W. Brokering Ch., R. P. B., Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia. 2018.
- [5] Ministerio del Medio Ambiente, “Informe del inventario nacional de Chile 2020: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2018,” rep. tec., Oficina de Cambio Climático, 2021.
- [6] IRENA, “Global energy transformation: A roadmap to 2050,” 2019, <https://www.irena.org/publications>.
- [7] Huang, H., Zhou, M., Zhang, S., Zhang, L., Li, G., y Sun, Y., “Exploiting the operational flexibility of wind integrated hybrid ac/dc power systems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 1, pp. 818–826, 2021, [doi:10.1109/TPWRS.2020.3014906](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3014906).
- [8] Jin, X., Wen, Z., Weidong, L., Yan, L., Xinshou, T., Chao, L., y Linjun, W., “Study on the driving force and challenges of developing power grid with high penetration of renewable energy,” en 2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific), pp. 1–5, 2017, [doi:10.1109/ITEC-AP.2017.8081044](https://doi.org/10.1109/ITEC-AP.2017.8081044).
- [9] Li, Y., Chi, Y., Wang, X., Tian, X., y Jianqing, J., “Practices and challenge on planning with large-scale renewable energy grid integration,” en 2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), pp. 118–121, 2019, [doi:10.1109/EI247390.2019.9062091](https://doi.org/10.1109/EI247390.2019.9062091).
- [10] Ministerio de Energía, “Plan de descarbonización de la matriz eléctrica,” 2019, <https://www.energia.gob.cl/mini-sitio/plan-de-descarbonizacion-de-la-matriz-electrica>.
- [11] Ministerio de Energía, “Ley y plan de eficiencia energética,” 2021, <https://energia.gob.cl/ley-ee#!>
- [12] Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, Ministerio del Medio Ambiente, “Estrategia nacional de electromovilidad, un camino para los vehículos eléctricos,” 2015, [https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_electromovilidad-8dic-web.pdf](https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf).

- [13] IRENA, “Demand-side flexibility for power sector transformation, analitical brief,” 2019, <https://www.irena.org/publications>.
- [14] Roldán Fernández, J. M., Burgos Payán, M., Riquelme Santos, J. M., y Ángel Luis Trigo García, “Renewable generation versus demand-side management. a comparison for the spanish market,” *Energy Policy*, vol. 96, pp. 458–470, 2016, doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.014>.
- [15] Gellings, C., “The concept of demand-side management for electric utilities,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, 1985, doi:[10.1109/PROC.1985.13318](https://doi.org/10.1109/PROC.1985.13318).
- [16] Naciones Unidas, “¿Qué es la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático?,” <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-convention/what-is-the-uni-ted-nations-framework-convention-on-climate-change>.
- [17] Ministerio Secretaría General de la Presidencia, “Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que inicia un Proyecto de Ley que Establece el Derecho a la Portabilidad Eléctrica,” 2020.
- [18] Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, “Modernización de la distribución,” 2020.
- [19] Corbett, J., Wardle, K., y Chen, C., “Toward a sustainable modern electricity grid: The effects of smart metering and program investments on demand-side management performance in the us electricity sector 2009-2012,” *IEEE Transactions on Engineering Management*, vol. 65, no. 2, pp. 252–263, 2018, doi:[10.1109/TEM.2017.2785315](https://doi.org/10.1109/TEM.2017.2785315).
- [20] Li, S., Lian, J., Conejo, A. J., y Zhang, W., “Transactive energy systems: The market-based coordination of distributed energy resources,” *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 40, no. 4, pp. 26–52, 2020, doi:[10.1109/MCS.2020.2990514](https://doi.org/10.1109/MCS.2020.2990514).
- [21] Kiani Bejestani, A., Annaswamy, A., y Samad, T., “A hierarchical transactive control architecture for renewables integration in smart grids: Analytical modeling and stability,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 2054–2065, 2014, doi:[10.1109/TSG.2014.2325575](https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2325575).
- [22] Meneses, J., “Evaluación de la estabilidad de redes inteligentes con alta penetración de convertidores electrónicos y mercados de energía,” Master’s thesis, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2021.
- [23] Parker, A., Alkrch, M. A., James, K., Almaghrebi, A., y Alahmad, M. A., “Framework to develop time- and voltage-dependent building load profiles using polynomial load models,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 128328–128344, 2021, doi:[10.1109/ACCESS.2021.3112937](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3112937).
- [24] Albadi, M. y El-Saadany, E., “A summary of demand response in electricity markets,” *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, 2008, doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>.
- [25] Alvarado, F., Meng, J., DeMarco, C., y Mota, W., “Stability analysis of interconnected power systems coupled with market dynamics,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 695–701, 2001, doi:[10.1109/59.962415](https://doi.org/10.1109/59.962415).
- [26] Gupta, A., Jain, R., y Rajagopal, R., “Scheduling, pricing, and efficiency of non-preemptive flexible loads under direct load control,” en *2015 53rd Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton)*, pp. 1008–1015, 2015,



[doi:10.1109/ALLERTON.2015.7447118](https://doi.org/10.1109/ALLERTON.2015.7447118).

- [27] Kiani, A. y Annaswamy, A., “Wholesale energy market in a smart grid: Dynamic modeling and stability,” en 2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference, pp. 2202–2207, 2011, [doi:10.1109/CDC.2011.6161681](https://doi.org/10.1109/CDC.2011.6161681).

# Anexo

## Anexo A. Información para la construcción de las cargas físicas

### A.1. Parámetros ZIP mínimos y máximos para cada categoría de uso final

Tabla A.1: Parámetros ZIP mínimos y máximos para cada categoría de uso final

Ctg. de uso final	Caso	Componente	zp	ip	pp	zq	iq	pq
1	Min	Resistive heater	0,64	0,59	-0,23	0,13	0,75	0,12
	Max	Baseboard heater	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Min	Air conditioner	1,17	-1,83	1,66	15,68	-27,15	12,47
	Max	Air conditioner	1,17	-1,83	1,66	15,68	-27,15	12,47
3	Min	CFL	0,00	0,00	1,00	0,00	0,99	0,00
	Max	LED light	0,58	1,13	-0,71	1,78	-0,80	0,02
4	Min	Computer	0,27	-0,61	1,34	-0,11	0,02	1,08
	Max	DishWasher PP	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Min	Fan - speed 3B	0,45	0,57	-0,04	-0,03	0,34	-0,02
	Max	Fan - speed 1	0,87	0,14	-0,01	0,11	0,16	-0,01
6	Min	Pump	5,51	-11,30	6,82	11,77	-24,28	13,51
	Max	Pump	5,51	-11,30	6,82	11,77	-24,28	13,51
7	Min	Refrigerator	1,17	-1,83	1,66	7,07	-10,94	4,87
	Max	Refrigerator/ freezer	1,19	-0,26	0,07	0,59	0,65	-0,24

## A.2. Energía consumida y porcentaje de uso de diferentes cargas residenciales

Tabla A.2: Energía consumida y porcentaje de uso para cargas residenciales

No.	Categoría de uso final	Componentes	Anual kWh	% de uso
1	Heating	Resistive heater	314	6 %
		water heater	4770	94 %
2	Cooling	Air conditioner	1041	100 %
3	Int/Ext Lighting	Incandescent light 75 W	40	7 %
		Incandescent light 100 W	70	12 %
		Compact Fluorescent	20	4 %
		Halogen	440	77 %
4	Int/Ext Equipment	Range	70	3 %
		Dishwasher (Pot&Pan)	120	5 %
		Dryer	1000	40 %
		Microwave	131	5 %
		Oven	126	5 %
		Coffee maker	58	2 %
		Vacuum cleaner	55	2 %
		Washing machine	110	4 %
		Video game console	41	2 %
		TV - LED 55"	455	18 %
		PC (Monitor & CPU)	322	13 %
5	Fan	Fan	81	100 %
6	Pumps	Pump	725	100 %
7	Refrigeration	Refrigerator	660	100 %