



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **La transformación de la participación de la demanda en los mercados eléctricos**

**M.Sc., Maritza Jiménez Zapata**

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión

Medellín, Colombia

2021



# **La transformación de la participación de la demanda en los mercados eléctricos**

**M.Sc., Maritza Jiménez Zapata**

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

**Doctor en Ingeniería – Sistemas e Informática**

Director:

Ph.D. Carlos Jaime Franco Cardona

Codirector:

Ph.D. Isaac Dyner Rezonzew

Línea de Investigación:

Investigación de Operaciones, Mercados de Energía

Grupo de Investigación:

Grupo de Sistemas Energéticos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión

Medellín, Colombia

2021



*A mi familia,*

*Por su apoyo y amor inmensurables.*



## **Declaración de obra original**

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Maritza Jiménez Zapata

Enero 2021

## Agradecimientos

Estoy profundamente agradecida con mi familia, mis padres, hermanos y mascotas, porque han sido un pilar fundamental en mi vida y, en particular, en el desarrollo de mi doctorado. Gracias por el soporte financiero, pero sobre todo gracias por sus consejos, los espacios de diálogo y discusión, los viajes para recargar energía, las reuniones y celebraciones en familia, el cariño compartido y el calor del hogar. ¡Gracias! porque cada uno de esos detalles me llenó de la fortaleza necesaria para culminar con éxito este proyecto.

Agradezco a Tomás, por el tiempo que me ha acompañado con cariño. Gracias por su paciencia, por trabajar a mi lado, por los proyectos juntos, por ser un maravilloso compañero en todo el sentido de la palabra; por creer en mí y motivarme a entregar lo mejor en cada momento.

Gracias a Isaac Dyner y Carlos Jaime Franco, mis directores, por apoyar mi trabajo, por las valiosas discusiones que fueron moldeando los resultados alcanzados en esta tesis.

Gracias al profesor Juan David Velásquez por su confianza y apoyo en este proceso.

Agradezco a la Universidad Nacional de Colombia, por abrirme sus puertas y permitirme ampliar mis horizontes. Gracias por el soporte financiero a través del programa *Beca Exención de Derechos Académicos* de la Facultad de Minas, con el que pude financiar algunos semestres; y por el apoyo económico para asistir a eventos académicos.

Gracias a la Universidad Pontificia Bolivariana por brindarme la oportunidad de trabajar allí como profesora e investigadora, porque gracias a mi trabajo pude costear mis estudios. También agradezco a mis alumnos, colegas y amigos porque han motivado mi deseo por ser mejor profesional. Gracias, en especial, a *las chicas*: ¡Qué fortuna contar con ustedes!

Agradezco a esos amigos que han estado siempre ahí, que sin importar las distancias físicas he sentido su presencia. En especial a Eliana, Pedro, Yésica, Laura, Patri, y Sebastián, porque su amistad es un tesoro invaluable. También agradezco a Mónica, Sebastián Z., Laura C., José y Johnny, por sus consejos, porque son un referente profesional para mí, y porque juntos creamos comunidad académica y humana. A Edwar, Juan, Gutiérrez, Yineth y Alin, por las risas y los encuentros que alegran el corazón.

Finalmente, a quienes pasaron por mi vida durante este proceso, y quizás no haya mencionado en detalle, pero que dejaron una huella en mí, a todos ustedes: ¡Mil gracias!



## Resumen

Los compromisos internacionales para la consecución de objetivos renovables sumados a la conciencia ambiental, el compromiso social, y la disminución de costos de nuevas tecnologías, han permitido la consolidación de una transformación en el sector eléctrico, de la que se vislumbran importantes cambios para los participantes del mercado. Dentro de estos cambios sobresalen las nuevas alternativas tecnológicas que se ofrecen para los diferentes sectores de demanda de electricidad, permitiéndoles hacer una gestión activa de su consumo a través de mecanismos de participación como la microgeneración, la eficiencia energética, la conservación y la respuesta de la demanda. Ante este nuevo escenario, surge la incertidumbre de los impactos en el mercado procedentes de la participación activa de los sectores de demanda residencial y no residencial. Esta tesis desarrolla una plataforma para la evaluación de políticas orientadas a la gestión de la demanda de electricidad que permita identificar si es posible reforzar los comportamientos favorables al mercado y mitigar los comportamientos desfavorables, ante la inminente modificación de la participación de la demanda en el mercado eléctrico colombiano.

**Palabras clave: Conservación, Curva de Carga, Eficiencia Energética, Gestión de la Demanda, Mercado Eléctrico, Microgeneración, Participación de la Demanda, Respuesta de la Demanda.**

## **Abstract**

Commitments to reach international renewable targets added to environmental awareness, social acceptance and technological cost reductions, allows the current technological transformation for the electricity sector, which empowers significant changes for the demand side. Demand-side changes include new technological alternatives to the different sectors of electricity demand, allowing them to actively manage their consumption through participation mechanisms such as micro-generation, energy efficiency, conservation and demand response. Given this new scenario, uncertainty about market effects arises. This thesis provides a framework for the assessment of demand-side management policies to identify if possible to strengthen market-friendly behaviour and mitigate unfavourable ones, in the face of the imminent change in demand-side participation in the Colombian electricity market.

**Keywords: Conservation, Demand-Side Management, Demand Response, Energy Efficiency, Electricity Market, Load Curve, Microgeneration.**

## **Transformation of demand-side participation in the electricity markets**

# Contenido

	Pág.
<b>Resumen .....</b>	<b>IX</b>
<b>Lista de figuras .....</b>	<b>XV</b>
<b>Lista de tablas .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>Lista de abreviaturas .....</b>	<b>XXII</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1. Antecedentes.....</b>	<b>5</b>
1.1 Elementos que han favorecido la transformación del mercado eléctrico .....	5
1.1.1 Consideraciones sociales y ambientales .....	5
1.1.2 Esfuerzos políticos .....	6
1.1.3 Disminución en los costos de energías renovables .....	6
1.2 Transformación tecnológica en el sector eléctrico: ¿hay señales de una transición? .....	7
1.2.1 Penetración de tecnologías renovables.....	7
1.2.2 Generación distribuida.....	8
1.2.3 Nuevos modelos de negocio .....	8
1.3 ¿Qué es la gestión de la demanda? y ¿Cómo la transformación tecnológica puede impactarla?.....	9
1.3.1 Microgeneración .....	11
1.3.2 Eficiencia energética .....	11
1.3.3 Medidores inteligentes.....	12
1.3.4 Almacenamiento .....	12
1.3.5 Vehículos eléctricos.....	13
1.3.6 Electrificación de la sociedad.....	14
1.4 Formulación del problema .....	14
1.4.1 ¿Por qué concentrarse en el estudio de la participación de la demanda? .....	15
1.4.2 ¿Por qué analizar la curva de carga del sistema?.....	16
1.4.3 Preguntas de investigación .....	17
1.5 Conclusiones del capítulo .....	17
<b>Capítulo 2. Estado del arte.....</b>	<b>19</b>
2.1 Estudios sobre los factores conductores para la adquisición de alternativas de participación de la demanda .....	19
2.1.1 Microgeneración .....	19
2.1.2 Eficiencia energética y conservación de la energía .....	21
2.1.3 Respuesta de la demanda .....	23

2.1.4	Múltiples alternativas .....	24
2.2	Estudios sobre las barreras para la adopción de alternativas de participación de la demanda.....	25
2.2.1	Microgeneración .....	25
2.2.2	Eficiencia energética y conservación de la energía .....	27
2.2.3	Respuesta de la demanda .....	28
2.3	Estudios sobre los efectos de la difusión de microgeneración en los mercados eléctricos .....	30
2.4	Limitaciones de trabajos previos sobre difusión de alternativas de participación de la demanda.....	32
2.4.1	Limitaciones de trabajos previos que consideran la difusión de microgeneración .....	32
2.4.2	Limitaciones de trabajos previos que consideran múltiples alternativas de participación de la demanda .....	34
2.5	Síntesis de los hallazgos de la revisión de literatura.....	35
2.6	Objetivos.....	37
2.6.1	Objetivo general .....	37
2.6.2	Objetivos específicos.....	37
2.7	Alcance.....	37
2.8	Conclusiones del capítulo .....	37
<b>Capítulo 3.</b>	<b>Políticas para la gestión de la demanda .....</b>	<b>39</b>
3.1	Caracterización de políticas para la gestión de la demanda .....	39
3.1.1	Políticas regulatorias o normativas .....	40
3.1.2	Políticas financieras.....	41
3.1.3	Políticas voluntarias o de información .....	42
3.1.4	Políticas basadas en mercado .....	43
3.1.5	Evidencias de efectos de las políticas para la gestión de la demanda .....	45
3.2	Políticas para gestión de la demanda en Colombia .....	47
3.2.1	Políticas para microgeneración.....	47
3.2.2	Políticas para eficiencia energética, conservación y respuesta de la demanda	49
3.3	Conclusiones del capítulo .....	53
<b>Capítulo 4.</b>	<b>Metodología de modelado y evaluación de políticas .....</b>	<b>55</b>
4.1	Características del problema .....	55
4.2	Requerimientos de la metodología .....	56
4.3	Dinámica de sistemas .....	57
4.4	Etapas metodológicas.....	57
4.5	Conclusiones del capítulo .....	58
<b>Capítulo 5.</b>	<b>Plataforma para la evaluación de políticas para la gestión de la demanda en mercados eléctricos.....</b>	<b>59</b>
5.1	Características del caso de aplicación .....	59
5.2	Hipótesis dinámica .....	63
5.3	Estructura del modelo de simulación.....	66
5.3.1	Módulo de difusión de alternativas de participación de la demanda por sectores .....	67
5.3.1.1	Difusión de microgeneración con y sin almacenamiento .....	67
5.3.1.2	Difusión de tecnologías eficientes.....	70
5.3.1.3	Difusión de prácticas de conservación .....	72

5.3.1.4	Difusión de medidores inteligentes para respuesta de la demanda ....	76
5.3.2	Módulo de demanda eléctrica .....	78
5.3.2.1	Demanda intradiaria por sector .....	78
5.3.2.2	Curva de carga por sector .....	81
5.3.2.3	Demanda intradiaria y curva de carga del sistema.....	81
5.3.3	Módulo de la formación del costo unitario por sector .....	82
5.3.4	Escenarios incluidos en el modelo de simulación .....	83
5.3.5	Políticas incluidas en la plataforma de simulación .....	84
5.3.5.1	Políticas regulatorias o normativas .....	84
5.3.5.2	Políticas financieras.....	85
5.3.5.3	Políticas voluntarias o de información .....	85
5.3.5.4	Políticas de mercado .....	86
5.3.6	Indicadores de desempeño de las políticas.....	87
5.4	Supuestos del modelo de simulación .....	89
5.5	Validación del modelo de simulación.....	92
5.5.1	Pruebas de validación de la estructura .....	92
5.5.1.1	Prueba de consistencia dimensional .....	92
5.5.1.2	Prueba de verificación de parámetros .....	92
5.5.1.3	Prueba de los límites del modelo .....	93
5.5.1.4	Pruebas de condiciones extremas .....	94
5.5.2	Pruebas de validación del comportamiento .....	95
5.5.2.1	Prueba de sensibilidad .....	95
5.5.2.2	Prueba de error de integración .....	98
5.6	Interfaz gráfica de la plataforma de simulación .....	99
5.7	Conclusiones del capítulo .....	103
<b>Capítulo 6.</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>105</b>
6.1	Corrida de referencia o Business As Usual (BAU).....	105
6.2	Evaluación de políticas .....	108
6.2.1	Evaluación de políticas orientadas a la respuesta de preguntas específicas	108
6.2.1.1	Alternativas de participación de la demanda con mayores efectos ambientales, técnicos y de ahorro para los usuarios.....	108
6.2.1.2	Evaluación de políticas para favorecer la entrada de microgeneración	113
6.2.1.3	Evaluación de políticas para mejorar el desempeño del mercado ante la entrada de microgeneración .....	117
6.2.2	Construcción de configuraciones de evaluación .....	122
6.2.2.1	Configuración 1: Regulador orientado a la participación de la demanda y usuario sensible al precio .....	123
6.2.2.2	Configuración 2: Regulador orientado a la participación de la demanda y usuario poco sensible al precio .....	127
6.2.2.3	Configuración 3: Regulador no orientado a la participación de la demanda y usuario poco sensible al precio .....	130
6.2.2.4	Configuración 4: Regulador no orientado a la participación de la demanda y usuario sensible al precio .....	133
6.2.3	Evaluación del desempeño de las configuraciones.....	136
6.3	Conclusiones del capítulo .....	140
<b>Capítulo 7.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones.....</b>	<b>143</b>
7.1	Reporte de cumplimiento de objetivos.....	143
7.1.1	Objetivo específico 1 .....	143

7.1.2	Objetivo específico 2 .....	143
7.1.3	Objetivo específico 3 .....	144
7.2	Conclusiones y aportes específicos de la tesis .....	144
7.3	Recomendaciones y trabajo futuro .....	147
7.4	Divulgación de resultados .....	148
7.4.1	Artículos .....	148
7.4.2	Ponencias en eventos nacionales e internacionales .....	149
7.4.3	Software .....	150
<b>A.</b>	<b>Anexo A .....</b>	<b>151</b>
<b>B.</b>	<b>Anexo B .....</b>	<b>153</b>
<b>C.</b>	<b>Anexo C .....</b>	<b>165</b>
<b>D.</b>	<b>Anexo D .....</b>	<b>167</b>
<b>E.</b>	<b>Anexo E.....</b>	<b>169</b>
<b>F.</b>	<b>Anexo F.....</b>	<b>173</b>
<b>G.</b>	<b>Anexo G .....</b>	<b>175</b>
	<b>Referencias.....</b>	<b>181</b>

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 4-1:</b> Etapas metodológicas. Fuente: adaptado de (Sterman, 2000) .....	58
<b>Figura 5-1:</b> Curva de carga horaria por sectores de consumo para el mercado eléctrico colombiano año 2016. Fuente: elaboración propia con información de (Xm, 2017a, 2017b) .....	61
<b>Figura 5-2:</b> Hipótesis dinámica. Elaboración propia .....	64
<b>Figura 5-3:</b> Esquema del modelo de simulación. Fuente: elaboración propia. ....	66
<b>Figura 5-4:</b> Diagrama de flujos y niveles difusión de microgeneración por sectores. Fuente: elaboración propia .....	67
<b>Figura 5-5:</b> Diagrama de flujos y niveles difusión de electrodomésticos eficientes por sectores. Fuente: elaboración propia .....	70
<b>Figura 5-6:</b> Diagrama de flujos y niveles difusión de hábitos de conservación por sectores. Fuente: elaboración propia .....	74
<b>Figura 5-7:</b> Diagrama de flujos y niveles difusión de medidores inteligentes en el sector residencial. Fuente: elaboración propia .....	76
<b>Figura 5-8:</b> Diagrama de flujos y niveles representativo del cálculo de la demanda intradiaria por sector. Fuente: elaboración propia .....	78
<b>Figura 5-9:</b> Diagrama de flujos y niveles representativo del cálculo de la demanda intradiaria de los otros sectores y del SIN. Fuente: elaboración propia. ....	82
<b>Figura 5-10:</b> Diagrama de flujos y niveles para el margen y cálculo del costo unitario por sector. Fuente: elaboración propia. ....	83
<b>Figura 5-11:</b> Resultados de adopción frente a variación del factor de imitación (q). Fuente: elaboración propia. ....	95
<b>Figura 5-12:</b> Resultados de adopción frente a variación del factor de innovación (p). Fuente: elaboración propia. ....	96
<b>Figura 5-13:</b> Resultados de adopción frente a variación del factor gamma. Fuente: elaboración propia. ....	97
<b>Figura 5-14:</b> Resultados de adopción frente prueba de error de integración en tiempo de paso (panel izquierdo) y método de integración (panel derecho) por sector. Fuente: elaboración propia. ....	98
<b>Figura 5-15:</b> Interfaz de inicio en la plataforma desarrollada. Fuente: Elaboración propia .....	99
<b>Figura 5-16:</b> Interfaz de alternativas de participación de la demanda en plataforma de simulación. Fuente: Elaboración propia .....	100

<b>Figura 5-17:</b> Interfaz de políticas en la plataforma de simulación. Fuente: Elaboración propia. ....	101
<b>Figura 5-18:</b> Interfaz de escenarios en la plataforma de simulación. Fuente: elaboración propia. ....	101
<b>Figura 5-19:</b> Interfaz de resultados de la plataforma de simulación. Fuente: elaboración propia. ....	102
<b>Figura 5-20:</b> Ejemplo plantilla de resultados para el SIN. Fuente: elaboración propia. .	102
<b>Figura 5-21:</b> Ejemplo plantilla de resultados para el sector residencial. Fuente: elaboración propia. ....	103
<b>Figura 6-1:</b> Resultados corrida de referencia BAU para el mercado eléctrico colombiano. Fuente: elaboración propia. ....	106
<b>Figura 6-2:</b> Indicadores de desempeño comparativos para las alternativas sin políticas. Fuente: elaboración propia. ....	110
<b>Figura 6-3:</b> Resultados de políticas comparativos para alternativas microgeneración con sobreinstalación considerando sistemas sin almacenamiento (panel izquierdo) y con almacenamiento (panel derecho). Fuente: elaboración propia. ....	115
<b>Figura 6-4:</b> Resultados de políticas de información y mercado para alternativas microgeneración con sobreinstalación considerando sistemas sin (panel izquierdo) y con almacenamiento (panel derecho). Fuente: Elaboración propia. ....	119
<b>Figura 6-5:</b> Configuraciones para el análisis de resultados. Fuente: elaboración propia. ....	122
<b>Figura 6-6:</b> Resultados sectoriales de la configuración 1. Fuente: elaboración propia. .	123
<b>Figura 6-7 :</b> Dinámica de los componentes del cu en la configuración 1. Fuente: elaboración propia. ....	124
<b>Figura 6-8:</b> Resultados sectoriales de la configuración 2. Fuente: elaboración propia. .	128
<b>Figura 6-9:</b> Dinámica de los componentes del cu en la configuración 2. Fuente: elaboración propia. ....	129
<b>Figura 6-10:</b> Resultados sectoriales de la configuración 3. Fuente: elaboración propia. ....	131
<b>Figura 6-11:</b> Dinámica de los componentes del cu en la configuración 3. Fuente: elaboración propia. ....	132
<b>Figura 6-12:</b> Resultados sectoriales de la configuración 4. Fuente: elaboración propia. ....	134
<b>Figura 6-13:</b> Dinámica de los componentes del cu en la configuración 4. Fuente: elaboración propia. ....	135
<b>Figura 6-14:</b> Indicadores de desempeño comparativos para 4 escenarios. Fuente: elaboración propia. ....	137
<b>Figura 7-1:</b> Ajuste asociación Variación PIB vs Variación Consumo de cada sector. Fuente: Elaboración propia con información de (Banco de la República de Colombia, 2020; SUI, 2020).....	165
<b>Figura 7-2:</b> Ajuste asociación Variación PIB vs Variación suscriptores de sector terciario e industrial. Fuente: Elaboración propia con información de (Banco de la República de Colombia, 2020; SUI, 2020) .....	166



---

<b>Figura 7-3:</b> Resultados ante la ausencia de usuarios en el sistema. Fuente: elaboración propia. ....	167
<b>Figura 7-4:</b> Adoptadores de alternativas de participación de la demanda cuando el costo unitario del sistema es cero y las alternativas son mucho más costosas. Fuente: elaboración propia. ....	168
<b>Figura 7-5:</b> Resultados de políticas comparativos para alternativas microgeneración para satisfacer consumo promedio considerando sistemas sin almacenamiento (panel izquierdo) y con almacenamiento (panel derecho). Fuente: Elaboración propia. ....	170
<b>Figura 7-6:</b> Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 1 (Regulador Orientado y Usuario Sensible).....	175
<b>Figura 7-7:</b> Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 2 (Regulador Orientado y Usuario Poco Sensible). ....	176
<b>Figura 7-8:</b> Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 3 (Regulador No Orientado y Usuario Poco Sensible). ....	177
<b>Figura 7-9:</b> Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 4 (Regulador No Orientado y Usuario Sensible). ....	178

## Lista de tablas

	Pág.
<b>Tabla 1-1:</b> Categorías de gestión de la demanda. Fuente: elaboración propia.....	10
<b>Tabla 2-1:</b> Conductores para la microgeneración residencial. Fuente: elaboración propia. .....	20
<b>Tabla 2-2:</b> Conductores para la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia. ....	21
<b>Tabla 2-3:</b> Conductores y motivadores eficiencia y conservación. Fuente: elaboración propia. ....	22
<b>Tabla 2-4:</b> Conductores y motivadores respuesta de la demanda. Fuente: adaptado de (Good et al., 2017) .....	23
<b>Tabla 2-5:</b> Conductores para elementos combinados de participación de la demanda. Fuente: elaboración propia. ....	25
<b>Tabla 2-6:</b> Barreras a la microgeneración residencial. Fuente: elaboración propia. ....	26
<b>Tabla 2-7:</b> Barreras a la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia. ...	26
<b>Tabla 2-8:</b> Barreras a la eficiencia energética y/o conservación en el sector residencial. Fuente: elaboración propia. ....	27
<b>Tabla 2-9:</b> Barreras para eficiencia y/o conservación en sectores no residenciales. Fuente: elaboración propia. ....	28
<b>Tabla 2-10:</b> Barreras a la respuesta de la demanda. Fuente: adaptado de (Good et al., 2017) .....	29
<b>Tabla 2-11:</b> Estudios sobre efectos en el mercado de la microgeneración residencial. Fuente: elaboración propia. ....	30
<b>Tabla 2-12:</b> Efectos en el mercado de la microgeneración residencial. Fuente: elaboración propia. ....	31
<b>Tabla 2-13:</b> Estudios sobre efectos en el mercado de la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia. ....	31
<b>Tabla 2-14:</b> Efectos en el mercado de la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia. ....	32
<b>Tabla 2-15:</b> Limitaciones de trabajos sobre microgeneración. Elaboración propia. ....	33
<b>Tabla 2-16:</b> Artículos que analizan múltiples alternativas de participación de la demanda y sus limitaciones. Fuente: elaboración propia. ....	34
<b>Tabla 3-1:</b> Clasificación de políticas para gestión de la demanda. Fuente: Adaptado de (Warren, 2014) .....	40

<b>Tabla 3-2:</b> Efectos de políticas para gestión de la demanda. Fuente: (Argun et al., 2021; Castaneda et al., 2020; Crago & Chernyakhovskiy, 2017; Dong et al., 2021; Hughes & Podolefsky, 2015; Khan et al., 2016; Labandeira et al., 2020; Leepa & Unfried, 2013; Matisoff & Johnson, 2017; Thakur & Chakraborty, 2019; Watts et al., 2015) .....	46
<b>Tabla 3-3:</b> Políticas para el fomento de la generación con fuentes renovables – microgeneración y generación distribuida. Fuente: (Congreso de la República de Colombia, 2014).....	48
<b>Tabla 3-4:</b> Políticas para el fomento de gestión de la energía. Fuente: (Congreso de la República de Colombia, 2014; CREG, 2006; MME & UPME, 2016).....	49
<b>Tabla 3-5:</b> Medidas e incentivos para eficiencia energética en Colombia. Fuente: adaptado de (MME & UPME, 2016).....	49
<b>Tabla 3-6:</b> Medidas de conservación por sectores. Colombia. Fuente: (MME & UPME, 2016) .....	52
<b>Tabla 5-1:</b> Clasificación de los sectores de consumo según código CIIU Rev. 4 AC - Colombia. Fuente: Elaboración propia .....	60
<b>Tabla 5-2:</b> Uso de la energía eléctrica para algunos sectores de consumo. Fuente: elaboración propia con información de (MME & UPME, 2016; UPME, 2013) .....	62
<b>Tabla 5-3:</b> Información del mercado eléctrico colombiano por sector para el año 2019. Fuente: elaboración propia con información de (SUI, 2020) .....	62
<b>Tabla 5-4:</b> Principales ecuaciones difusión de microgeneración por sectores. Fuente: elaboración propia .....	68
<b>Tabla 5-5:</b> Principales ecuaciones difusión de electrodomésticos eficientes por sectores. Fuente: elaboración propia.....	71
<b>Tabla 5-6:</b> Prácticas de conservación por sector y uso. Fuente: elaboración propia con información de (DANE, 2019; MME & UPME, 2016; UPME, 2013; UPME & CORPOEMA, 2014). .....	73
<b>Tabla 5-7:</b> Principales ecuaciones difusión de prácticas de conservación por sectores. Fuente: elaboración propia.....	74
<b>Tabla 5-8:</b> Principales ecuaciones difusión de medición avanzada en el sector residencial. Fuente: elaboración propia .....	77
<b>Tabla 5-9:</b> Compensación por inyección de excedentes a la red bajo esquema NEBC. Fuente: elaboración propia basada en información de (CREG, 2018b) .....	86
<b>Tabla 5-10:</b> Criterios e indicadores para la evaluación de políticas de participación de la demanda en mercados eléctricos. Fuente: elaboración propia. ....	88
<b>Tabla 5-11:</b> Categorías de variables endógenas y exógenas. Fuente: elaboración propia. ....	93
<b>Tabla 6-1:</b> Indicadores sectoriales de la corrida de referencia BAU. Fuente: elaboración propia .....	107
<b>Tabla 6-2:</b> Nomenclatura de alternativas de participación de la demanda analizadas. Fuente: elaboración propia.....	109
<b>Tabla 6-3:</b> Especificación de capacidad en sistemas de microgeneración y baterías para consumo promedio y sistemas sobre instalados. Fuente: elaboración propia.....	109
<b>Tabla 6-4:</b> Indicadores de desempeño comparativos para las alternativas sin políticas. Fuente: Elaboración propia. ....	111

<b>Tabla 6-5:</b> Nomenclatura para el análisis de los casos de políticas para microgeneración con sobre instalación. Fuente: elaboración propia. ....	114
<b>Tabla 6-6:</b> Indicadores de desempeño comparativos de políticas para alternativas de microgeneración con sobreinstalación. Fuente: Elaboración propia. ....	116
<b>Tabla 6-7:</b> Indicadores de difusión comparativos de políticas para alternativas de microgeneración con sobreinstalación. Fuente: elaboración propia. ....	117
<b>Tabla 6-8:</b> Nomenclatura para el análisis de los casos de políticas para microgeneración con sobre instalación. Fuente: elaboración propia. ....	118
<b>Tabla 6-9:</b> Indicadores de desempeño comparativos de políticas de información y mercado para alternativas de microgeneración para sistemas sobre instalados. Fuente: Elaboración propia. ....	120
<b>Tabla 6-10:</b> Resultados sectoriales configuración 1. Fuente: elaboración propia. ....	125
<b>Tabla 6-11:</b> Resultados sectoriales configuración 2. Fuente: elaboración propia. ....	130
<b>Tabla 6-12:</b> Resultados sectoriales configuración 3. Fuente: elaboración propia. ....	133
<b>Tabla 6-13:</b> Resultados sectoriales configuración 4. Fuente: elaboración propia. ....	136
<b>Tabla 6-14:</b> Indicadores de desempeño comparativo para 4 escenarios. Fuente: elaboración propia. ....	138
<b>Tabla 7-1:</b> Uso de la energía eléctrica para algunos sectores de consumo. Elaboración propia con información de (MME & UPME, 2016; UPME, 2013) ....	151
<b>Tabla 7-2:</b> Parámetros de la plataforma. ....	153
<b>Tabla 7-3:</b> Cotización neveras. Fuente: (Falabella, 2020; Homecenter, 2020c) ....	162
<b>Tabla 7-4:</b> Caracterización del consumo en kWh/mes por sistemas de refrigeración comercial. Fuente: (UPME, 2015a) ....	162
<b>Tabla 7-5:</b> Información Comercial Nevecones. Fuente: (Falabella, 2020) ....	163
<b>Tabla 7-6:</b> Información Comercial Aires Acondicionados de 9000 BTU en el mercado colombiano. Fuente: (Homecenter, 2020a).....	163
<b>Tabla 7-7:</b> Información Comercial Aires Acondicionados de 12000 BTU en el mercado colombiano. Fuente: (Homecenter, 2020a).....	163
<b>Tabla 7-8:</b> Información Comercial para Motores de 2HP (1.5 kW), considerando tasa impositiva del 19% y una TRM de 4000. Fuente (ABB, 2017) ....	164
<b>Tabla 7-9:</b> Información Comercial para Motores de 10HP (1.5 kW), considerando tasa impositiva del 19% y una TRM de 4000. Fuente (ABB, 2017) ....	164
<b>Tabla 7-10:</b> Nomenclatura para el análisis de los casos de políticas para microgeneración con sistemas para satisfacer consumo promedio. Fuente: elaboración propia. ....	169
<b>Tabla 7-11:</b> Indicadores de desempeño comparativos de políticas para alternativas de microgeneración para satisfacer consumo promedio. Fuente: Elaboración propia. ....	171
<b>Tabla 7-12:</b> Indicadores de difusión comparativos de políticas para alternativas de microgeneración para satisfacer consumo promedio con y sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia. ....	172
<b>Tabla 7-13:</b> Indicadores de difusión comparativos de políticas de información y mercado para alternativas de microgeneración para sistemas sobreinstalados con y sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia. ....	173

---

<b>Tabla 7-14:</b> Relación costo/beneficio (C/B) comparativos de políticas de información y mercado para alternativas de microgeneración para sistemas sobreinstalados con y sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia .....	173
--	-----

## Lista de abreviaturas

A continuación, se presentan las abreviaturas utilizadas en este trabajo.

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
<i>AA</i>	Aire Acondicionado
<i>ASM</i>	Ancillary Service Market - Mercado De Servicios Auxiliares
<i>BAU</i>	Business As Usual
<i>BIPV</i>	Building integrated PV – Sistemas fotovoltaicos integrados en edificios
<i>C</i>	Conservación de la energía
<i>CMP</i>	Capacity Market Programmes - Programa De Mercado De Capacidad
<i>CO<sub>2</sub></i>	Dióxido de carbono
<i>COP</i>	Colombian Peso – Peso Colombiano
<i>CPP</i>	Critical Peak Pricing - Precio Pico Crítico
<i>CREG</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<i>CU</i>	Costo Unitario
<i>DANE</i>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
<i>DB</i>	Demand Bidding Programmes - Programas De Licitación A La Vista
<i>DLC</i>	Direct Load Control - Control De Carga Directa
<i>DR</i>	Demand Response – Respuesta de la Demanda
<i>DSM</i>	Demand Side Management – Gestión por el lado de la Demanda
<i>EDRP</i>	Emergency Demand Response Programmes - Programas De Emergencia
<i>EE</i>	Eficiencia Energética
<i>FENOGE</i>	Fondo De Energías No Convencionales Y Gestión Eficiente De La Energía
<i>FIT</i>	Feed-In Tariff
<i>FV</i>	Fotovoltaico
<i>GR</i>	Generación Renovable
<i>GW</i>	Gigavatio
<i>GWh</i>	Gigavatio-hora
<i>IC</i>	Interruptible/Curtailable Programmes - Programas De Servicio Interrumpible /Restringible
<i>IEA</i>	International Energy Agency – Agencia Internacional de Energía
<i>IOT</i>	Internet of Things – internet de las cosas

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
<i>IRENA</i>	International Renewable Energy Agency – Agencia Internacional de Energía Renovable
<i>IVA</i>	Impuesto al Valor Agregado
<i>kW</i>	Kilovatio
<i>kWh</i>	Kilovatio-hora
<i>LCOE</i>	Levelised Cost of Energy
<i>M</i>	Microgeneración
<i>MADS</i>	Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible
<i>MME</i>	Ministerio de Minas y Energía
<i>MtCO<sub>2</sub></i>	Millones de toneladas de CO <sub>2</sub>
<i>NAHB</i>	National Association of Home Builders
<i>NEB</i>	Net Electricity Billing – Facturación Neta de Electricidad
<i>NEBC</i>	Net Electricity Billing en Colombia
<i>NEM</i>	Net Electricity Metering – Medición Neta de Electricidad
<i>OECD</i>	Organization for Economic Cooperation and Development – organización para la cooperación y el desarrollo económico
<i>P2P</i>	Peer-to-Peer
<i>PBP</i>	Payback Period – Período de Retorno de la Inversión
<i>PIB</i>	Producto Interno Bruto
<i>RETIQ</i>	Reglamento Técnico de Etiquetado
<i>RPS</i>	Renewable Portfolio Standard – Estándar de Cartera Renovable
<i>RTP</i>	Real Time Pricing - Precio En Tiempo Real
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>SSPD</i>	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
<i>SUI</i>	Sistema único de información de servicios públicos domiciliarios
<i>tCO<sub>2</sub></i>	Toneladas de CO <sub>2</sub>
<i>TIC</i>	Tecnologías de la Información y de la Comunicación
<i>TIR</i>	Tasa Interna de Retorno
<i>ToU</i>	Time Of Use - Tiempo De Uso
<i>UE</i>	Unión Europea
<i>UNFCCC</i>	United Nations Framework Convention on Climate Change - Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
<i>UPME</i>	Unidad de Planeación Minero Energética
<i>USD</i>	United States Dollar – Dólar Estadounidense
<i>VPN</i>	Valor Presente Neto
<i>Xm</i>	Expertos en Mercados





# Introducción

La gestión de la demanda o *DSM*, por sus siglas en inglés (*Demand-Side Management*), es un concepto que se refiere a la forma en que se administra el consumo eléctrico (Zhang & Grossmann, 2016), a través de mecanismos o incentivos que pueden provenir del usuario, el regulador o las empresas proveedoras de servicios públicos (Gellings, 1985; Zhang & Grossmann, 2016). Esta administración del consumo brinda diferentes beneficios al mercado eléctrico, incluyendo aspectos operativos o técnicos, económicos, e incluso de maximización del bienestar social (Divshali & Choi, 2016; Gelazanskas & Gamage, 2014; Gellings, 1985).

Aunque la gestión de la demanda no es un concepto nuevo, y su definición se remonta a los años 80 con el trabajo de Gellings (1985), se ha reconocido que ha sufrido transformaciones a lo largo de la historia. Por ejemplo, Sioshansi (1995) destaca tres diferentes momentos en la gestión de la demanda. Un primer momento ubicado entre 1973 y 1989 donde los usuarios utilizaban principalmente estrategias de conservación y modificaban sus hábitos de consumo impulsados por un sentimiento patriota, una segunda ola entre 1989 y 1994 donde se tomaban acciones considerando el beneficio económico y las estrategias de DSM comenzaron a ser vistas como actividades rentables, y una última ola iniciada en 1994, donde la participación de los usuarios comienza a caracterizarse por la existencia de posibilidades como cambiar de operador o seleccionar la estrategia de DSM a seguir (Sioshansi, 1995). Ese trabajo de Sioshansi (1995) relata entonces la evolución del concepto, y más recientemente autores como Meyabadi & Deihimi (2017) y Zhang & Grossmann, (2016) resaltan que la gestión de la demanda ha ido evolucionando dándole espacio a la participación cada vez más activa de los consumidores.

Sumado a lo anterior, en la actualidad los mercados eléctricos, bajo los efectos de factores como compromisos y objetivos políticos en torno al medio ambiente o la disminución en los costos de las tecnologías de generación renovable (Gielen et al., 2019), han estado enfrentando una importante transformación tecnológica, que algunos han incluso

denominado como la más drástica que ha vivido el sector (Defeuilley, 2019; OECD/IEA, 2018). Esta transformación, ha traído a los mercados cambios significativos que incluyen, entre otros, el incremento de la participación de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica (REN21, 2018; Zapata et al., 2018), el incremento de tecnologías de generación distribuida renovables (REN21, 2018), y el surgimiento de nuevos modelos de negocio para las empresas prestadoras de servicios de energía (Yu et al., 2018).

Adicionalmente, desde la perspectiva de la demanda de energía eléctrica, otro tipo de efectos han empezado a surgir. Para los participantes desde el lado de la demanda, se ha incrementado la disponibilidad de instrumentos tecnológicos que favorecen su participación más activa dentro del mercado. Ejemplos de ello incluyen el despliegue de tecnologías de microgeneración que facultan a los consumidores para ser también productores de su propia energía (Kubli et al., 2018); el incremento de electrodomésticos y tecnologías eficientes a nivel residencial, y no residencial que han facilitado la implementación de mecanismos de eficiencia energética en los hogares y en las empresas (D'Agostino et al., 2017; REN21, 2018); la mayor información, consciencia ambiental y los incentivos económicos que favorecen la modificación de hábitos para conservación eléctrica (Ornaghi et al., 2018; Shi et al., 2019; van den Broek & Walker, 2019), la posibilidad de acceder a medidores avanzados o inteligentes que favorecen la implementación de actividades de respuesta de la demanda (Huang et al., 2015; Torriti et al., 2010), y el surgimiento de nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos y las tecnologías de almacenamiento, que brindan a la demanda la posibilidad de administrar su propia energía eléctrica (Raugei et al., 2018; Sioshansi, 2019).

Todo lo anterior, pone de manifiesto la existencia de una transformación del mercado que afecta, entre otras cosas, el rol de la demanda en el sector eléctrico, y le permite una participación más activa dentro del mercado. Surge, entonces, la incertidumbre de qué efectos podrían desencadenarse en el sistema ante las nuevas oportunidades que permiten a la demanda hacer más activa su participación en el mercado eléctrico. Adicionalmente, ante estas nuevas posibilidades, inquieta, además, si a través de políticas y estrategias es posible reforzar la participación de la demanda que sea favorable al mercado, y mitigar aquellas prácticas que sean contrarias a la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Ante tales interrogantes, en esta tesis se construye una plataforma que permite evaluar la implementación de políticas de gestión de la demanda para el mercado eléctrico colombiano por sectores de consumo, diferenciando el sector residencial, terciario e industrial, debido a que su comportamiento y sus posibilidades son diferentes. La plataforma se desarrolló bajo la metodología de dinámica de sistemas, ya que ésta ofrece la posibilidad de simular los comportamientos de los agentes del mercado eléctrico abarcando sus características de complejidad, realimentación, no linealidades y retardos (Mutingi, Mbohwa, & Dube, 2017; Sterman, 2000).

El presente documento se estructura como sigue: en el Capítulo 1 se presentan los antecedentes que dan pie a la definición del problema, en el Capítulo 2 se presenta una revisión del estado del arte lo que permite identificar vacíos existentes en la literatura y, por tanto, establecer los objetivos de la tesis doctoral. En el Capítulo 3 se caracterizan políticas para la gestión de la demanda. En el Capítulo 4 se describe la metodología seguida para el desarrollo de la tesis, bajo la cual se construye y valida la plataforma desarrollada en el Capítulo 5. En el Capítulo 6 se describe la evaluación de algunas políticas para la participación de la demanda, y finalmente, en el Capítulo 7 se exponen las principales conclusiones y aportes de la tesis doctoral.



# **Capítulo 1. Antecedentes**

En este capítulo se describen los elementos que han favorecido la transformación tecnológica en los mercados eléctricos, algunos de los principales efectos que evidencian dicha transformación, y las posibilidades que esta transformación brinda para la participación de la demanda de energía eléctrica. A partir de esto, se argumenta por qué la transición actual se encuentra enmarcada dentro de un contexto de incertidumbre, lo cual da pie a la formulación del problema y las preguntas de investigación de esta tesis.

## **1.1 Elementos que han favorecido la transformación del mercado eléctrico**

Los reportes de agencias internacionales de energía y las alertas de académicos han llevado a considerar que en la actualidad los mercados eléctricos se enfrentan a una nueva transformación del mercado (Defeuilley, 2019; IRENA, 2018), siendo para algunos la más dramática que ha sufrido el sector desde su creación (OECD/IEA, 2018). Los siguientes son algunos antecedentes importantes que han favorecido dicha transición, y que aún se encuentran vigentes en el contexto actual del sector eléctrico.

### **1.1.1 Consideraciones sociales y ambientales**

Los factores sociales y ambientales han sido considerados por algunos autores como impulsores determinantes de los cambios que actualmente se viven en el sector eléctrico (Gielen et al., 2019). Los factores ambientales se consideran conductores, debido a que el cambio climático facultó la adherencia de las economías del mundo al protocolo de Kioto (United Nations, 1998), y el Acuerdo de París (UNFCCC, 2015); a través de los cuales se han establecido compromisos para disminuir emisiones contaminantes al medio ambiente. A pesar de dichos compromisos, el reto de la disminución de emisiones aún sigue vigente,

puesto que después de dos años de incrementos, a 2019 las emisiones de CO<sub>2</sub> apenas dan muestras de comenzar a estabilizarse (REN21, 2020).

En relación a las consideraciones sociales, se ha afirmado que los cambios en el sector eléctrico conllevan a una transformación económica y social, no sólo tecnológica (IRENA, 2018). Particularmente Gielen et al. (2019), destacan que la transición acarrea beneficios de carácter social con la creación de nuevos empleos, cuya cifra a 2018 se estimaba en aproximadamente 11 millones de empleos directos e indirectos (REN21, 2020).

### **1.1.2 Esfuerzos políticos**

Los esfuerzos políticos han tenido un rol importante dentro de la transformación tecnológica, no sólo porque estimulan la inversión, innovación y uso de tecnologías ambientalmente amigables, eficientes e inteligentes (IRENA, 2017; REN21, 2018); sino también porque se espera que sus resultados contribuyan con la confiabilidad y robustez de los sistemas eléctricos (La Viña et al., 2017; OECD/IEA, 2018).

Muchos de los esfuerzos políticos, principalmente los relacionados con el compromiso ambiental, han quedado plasmados en acuerdos internacionales como el protocolo de Kioto (United Nations, 1998), y el Acuerdo de París (acuerdo resultante de la versión 21 de la Conferencia de las Partes - COP21) (UNFCCC, 2015), donde se han establecido objetivos específicos en el tiempo. Sin embargo, algunos autores consideran que la velocidad de transición no está aún acorde con los objetivos de sostenibilidad pactados y, por tanto, se necesitan más esfuerzos políticos en cuanto, por ejemplo, los requerimientos de participación de las energías renovables en la matriz energética (Gielen et al., 2019).

En el caso particular Colombiano, las políticas desarrolladas aún siguen siendo escasas, la ley 1715 de 2014 (Congreso de la República de Colombia, 2014) ha sido uno de los más grandes esfuerzos políticos recientes por fomentar la implementación de energías renovables, eficiencia energética y conservación.

### **1.1.3 Disminución en los costos de energías renovables**

Los reportes de agencias internacionales, muestran que, gracias a los avances tecnológicos y a las condiciones favorables para el despliegue de las nuevas tecnologías, los costos de las energías renovables han decrecido continuamente en los últimos años

haciéndolas más competitivas con respecto a las alternativas tradicionales (IRENA, 2017). Por ejemplo, REN21 (2020) especifica que el costo nivelado de energía (o LCOE por sus siglas en inglés) para generación renovable en 2019 cayó un 12% respecto al 2018. Esta disminución ha sido importante, porque dentro de los factores que más ha favorecido la penetración de las energías renovables en los mercados eléctricos están sin duda los beneficios financieros que éstas suponen frente a las tecnologías tradicionales de generación de energía (OECD/IEA, 2018; REN21, 2018).

De acuerdo con lo anterior, uno de los elementos importantes a considerar en cuanto a los costos de la energía renovable es la paridad de red, la cual se define como una medida de referencia que permite identificar cuándo la generación con energía renovable es más competitiva que la compra de energía a la red eléctrica (Hurtado Munoz et al., 2014). En este sentido, diversos trabajos han ahondado en la existencia de paridad de red para diferentes ubicaciones en el mundo y existen proyecciones que indican la continuidad de esta tendencia gracias a las curvas de aprendizaje tecnológico (Hayward & Graham, 2013; Jiménez et al., 2014; Lazard, 2016; Pillot et al., 2018; SolarPower Europe, 2017; Zou et al., 2017), lo que refuerza el postulado del comportamiento favorable de los costos de las tecnologías renovables incluso comparadas con la red eléctrica.

## **1.2 Transformación tecnológica en el sector eléctrico: ¿hay señales de una transición?**

A partir de la concurrencia de factores conductores como los descritos en la sección anterior (consideraciones sociales y ambientales, esfuerzos políticos y disminución de costos de tecnologías alternativas), los mercados eléctricos han sido escenario de acontecimientos como el incremento en la participación de fuentes renovables para generación de energía, la aparición de nuevos modelos de negocio para generadores y usuarios, el desarrollo de nuevas tecnologías, entre otros; que enmarcan la transformación tecnológica del sector eléctrico. En esta sección se dará cuenta de algunos de los elementos que advierten la transformación actual que atraviesa el sector.

### **1.2.1 Penetración de tecnologías renovables**

La utilización de fuentes renovables para la generación eléctrica ha ido incrementando en los últimos años. A 2019 la capacidad instalada internacional de fuentes renovables creció

más de 200 GW, con lo que se podía satisfacer el 27,3% de la generación eléctrica global a ese mismo año (REN21, 2020). Estas evidencias del incremento de participación de renovables en la matriz de generación eléctrica mundial, se convierte en un elemento disruptivo en los mercados, puesto que, implica modificaciones regulatorias, de infraestructura, y de comportamiento de los agentes para permitir que los mercados sigan siendo sostenibles, rentables y confiables (Castaneda, Jimenez, et al., 2017; Jimenez et al., 2016; Zapata et al., 2018).

### **1.2.2 Generación distribuida**

Los sistemas de generación distribuida (como los sistemas autónomos, los sistemas fuera de red y las mini redes) permiten que se provea energía sin necesidad de una red centralizada, y ofrecen la posibilidad de proveer servicios de energía a lugares aislados o donde es muy costoso extender la red eléctrica, además facultan la aceleración de la transición hacia servicios de energía modernos (REN21, 2018). En este sentido la generación distribuida es disruptiva con el paradigma de la generación centralizada.

Algunas de las ventajas de los sistemas de generación distribuida incluyen la capacidad que tienen para aumentar la confiabilidad, eficiencia y seguridad de los sistemas eléctricos (Razavi et al., 2019), así como la aparición de nuevos modelos de negocio (Yu et al., 2018). En contraposición, algunos de los retos que conllevan incluyen problemas de voltaje y tensión de la red, así como problemas para la protección del sistema (Razavi et al., 2019), gestión de los mantenimientos y las reposiciones.

### **1.2.3 Nuevos modelos de negocio**

En los años más recientes han surgido nuevos modelos de negocio para el sector eléctrico, muchos de ellos diferentes al tradicional sistema de red centralizado (Yu et al., 2018). Leisen et al. (2019) presentan una clasificación de estos nuevos modelos de negocios en dos grupos, así: el primer grupo lo componen los modelos de generación distribuida que incluyen generación a pequeña escala, optimización y flexibilización del consumo de los pequeños consumidores; el segundo grupo lo componen modelos de negocio ligeros de activos, en los cuales prima la orientación al servicio, la inversión compartida, y el uso de plataformas digitales. Por otro lado, Bryant et al. (2018), realizan una clasificación de los modelos de negocio en cinco categorías donde la primera corresponde a los modelos



tradicionales, y las cuatro adicionales comprenden los servicios de energía verde, cooperativos, prosumidores y los facilitadores de prosumidores.

Más allá de su clasificación, estos nuevos modelos son importantes en el contexto de la transformación tecnológica porque, aunque son aún nacientes, propician el despliegue de mecanismos como la eficiencia energética, al disminuir sus barreras de entrada, mejorando la demanda de tecnologías eficientes (Islam et al., 2018). Además, han facultado la comercialización de productos confiables y asequibles que ayudan a solventar falencias del mercado incluyendo el acceso a la energía y la financiación (IRENA, 2017; REN21, 2018).

### **1.3 ¿Qué es la gestión de la demanda? y ¿Cómo la transformación tecnológica puede impactarla?**

Autores como Khan et al. (2016); Meyabadi & Deihimi (2017) y Warren (2014) han reconocido el trabajo de Gellings (1985) como el primero en acuñar el concepto de gestión de la demanda o *DSM* por sus siglas en inglés. Para Gellings (1985) la gestión de la demanda se refiere al diseño e implementación de mecanismos que influyan en el comportamiento de los usuarios de electricidad para generar variaciones deseadas en la curva de carga. De acuerdo con esta definición, el papel de la demanda en la DSM es un papel pasivo, donde las principales actividades quedan relegadas a las acciones por parte de los reguladores y empresas de servicios públicos; sin embargo, ese concepto ha ido evolucionando y en la actualidad algunos autores argumentan que la gestión de la demanda incluye también la participación más activa del consumidor pues es el agente que modifica su propio consumo (Meyabadi & Deihimi, 2017; Q. Zhang & Grossmann, 2016). Consecuentemente, una definición más amplia de DSM sería la propuesta por (Q. Zhang & Grossmann, 2016) donde indica que la gestión de la demanda incluye actividades de interacción entre el operador y el consumidor para modificar el consumo eléctrico (ya sea en cantidad o momento), de tal manera que se obtengan beneficios para la red y el consumidor.

Algunos de los beneficios que pueden obtenerse de la gestión de la demanda incluyen reducir el margen de energía y las necesidades de capacidad del sistema (Earle et al., 2009; Strbac, 2008), incrementar la eficiencia del sistema (Gelazanskas & Gamage, 2014; Jiang et al., 2015), reducir los costos (Jiang et al., 2015), mejorar la confiabilidad de la red

(Bergaentzlé et al., 2014; Earle et al., 2009; Gelazanskas & Gamage, 2014), realzar la flexibilidad (Bergaentzlé et al., 2014; Meyabadi & Deihimi, 2017), facilitar la transición hacia generación de energía baja en carbono (Meyabadi & Deihimi, 2017; Pina et al., 2012), disminuir los efectos variables de las renovables (Jiang et al., 2015; Moura & de Almeida, 2010), equilibrar oferta-demanda en sistemas con generación renovable intermitente (Strbac, 2008), e incrementar la sostenibilidad (Gelazanskas & Gamage, 2014; Pina et al., 2012).

Para Warren (2014), existen diferentes categorías para la gestión de la demanda, donde se incluye la eficiencia energética, el respaldo en sitio y la respuesta de la demanda. La *eficiencia energética* se refiere a una disminución general del consumo de electricidad y puede hacerse a través del apoyo de instrumentos tecnológicos, lo que se conoce como *eficiencia*, o a través de modificación de hábitos de consumo, lo que se conoce como *conservación* (Warren, 2014, 2017). El *respaldo en sitio* ocurre a través de generación por parte del usuario o el almacenamiento (F. Sioshansi, 2019; Warren, 2014, 2017). Y la *respuesta de la demanda* que abarca las modificaciones en el consumo de los usuarios, y se concentra en desplazar el consumo de las horas pico para procurar el equilibrio entre oferta y demanda (Aghaei & Alizadeh, 2013; Guo et al., 2017; Warren, 2014).

La **Tabla 1-1** presenta un esquema de las categorías de gestión de la demanda, inspirada en el trabajo de Warren (2014), pero donde se separan eficiencia y conservación en categorías diferentes ya que se considera que el primero responde a disponibilidad tecnológica y el segundo a hábitos y comportamientos de los usuarios.

**Tabla 1-1:** Categorías de gestión de la demanda. Fuente: elaboración propia

Categorías de gestión de la demanda	Eficiencia energética	
	Conservación de la energía	
	Respaldo en sitio	Microgeneración Almacenamiento
	Respuesta de la demanda	

En este sentido, una de las principales características de esta transformación consiste en las nuevas herramientas tecnológicas que facultan la participación más activa de la demanda en los mercados eléctricos. A continuación, se presentan los elementos de la transformación tecnológica que favorecen la participación activa de la demanda de energía eléctrica residencial y no residencial.

### 1.3.1 Microgeneración

La microgeneración es el término utilizado para la generación de energía eléctrica a pequeña escala, y suele asociarse con el concepto de **autogeneración** donde la capacidad instalada es suficiente para satisfacer los requerimientos de electricidad para el propio consumo (Luthander et al., 2015); o con **generación distribuida** o no centralizada (Hanna et al., 2018), cuando los usuarios realizan sus instalaciones fuera de la red.

La existencia y despliegue de la microgeneración en sectores residenciales y no residenciales, en especial la microgeneración fotovoltaica, ha contribuido a la transformación del mercado eléctrico y ha abierto nuevas posibilidades de participación a la demanda, permitiendo que ésta pueda cambiar su participación de sólo consumidor a **prosumidor** de electricidad o incluso a **prosumador** (traducción propia del término **prosumager** en inglés) (Keiner et al., 2019; F. Sioshansi, 2019; SolarPower Europe, 2018).

Un **prosumidor** de energía es aquel consumidor que también produce electricidad para satisfacer sus propios requerimientos eléctricos y puede, o no, entregar los excesos de generación a la red eléctrica; y son, para algunos autores, agentes trascendentales en la actual transformación eléctrica (Keiner et al., 2019; Olkkonen et al., 2017; Zafar et al., 2018). Dicha importancia puede deberse a que su existencia favorece la proliferación de tecnologías renovables y sostenibles en los sistemas eléctricos (Hyysalo et al., 2017). Por otro lado, los **prosumadores** (o **prosumagers**) son consumidores que, además de estar en la capacidad de producir su propia electricidad, pueden almacenarla; lo cual brinda a los usuarios mayor control sobre su consumo eléctrico (F. Sioshansi, 2019).

### 1.3.2 Eficiencia energética

La eficiencia energética es un concepto que se refiere a los menores requerimientos de electricidad para desarrollar un conjunto de actividades, o al desarrollo de actividades adicionales con los mismos requerimientos eléctricos (REN21, 2018). Para Malinauskaite et al. (2019) la eficiencia energética brinda la posibilidad de mejorar la competitividad económica, disminuir las emisiones, mejorar la sostenibilidad de los sistemas, reducir la dependencia energética e incrementar la seguridad de suministro; convirtiéndose entonces en una herramienta con un gran potencial para la planeación energética (Baatz et al., 2018). En este sentido, se encuentran en la literatura trabajos que muestran la eficiencia energética (o su potencial) en distintos sectores económicos. Por ejemplo Xie et al. (2018)

revisaron el potencial de eficiencia energética en el sector transporte, Liu et al. (2019) y Malinauskaite et al. (2019) se enfocan en el sector industrial, y otros como Villca-pozo & Gonzales-bustos (2019) abordan el sector residencial.

El mecanismo de eficiencia energética, despierta mucho interés académico y político, porque es, además, importante en el entorno de la transformación tecnológica del sector eléctrico, ya que para algunos existe una relación sinérgica ente la eficiencia energética y las energías renovables, debido a que entre ellas pueden favorecer su despliegue mutuo (Gielen et al., 2019; REN21, 2018). Estos esfuerzos académicos, por dar visibilidad a la herramienta, y políticos, por promover su uso, se han visto reflejados en la disminución de requerimientos de energía para el desarrollo de actividades económicas. Autores como D'Agostino et al. (2017) mencionan, por ejemplo, cómo el despliegue tecnológico ha sido importante para reducir los requerimientos de energía en el sector comercial; y agencias como REN21 (2018) lo proyectan como un recurso importante en sectores como el residencial, edificios y transporte.

### **1.3.3 Medidores inteligentes**

Los medidores inteligentes son aparatos tecnológicos que favorecen el balance de los sistemas eléctricos permitiendo el flujo de información entre generadores y consumidores (Avancini et al., 2019; Martins et al., 2019). Estos equipos permiten la fijación de precios en tiempo real, permitiendo a la demanda ajustar su consumo con la oferta de electricidad, de acuerdo con los precios; favoreciendo entonces la respuesta de la demanda, y brindando, por tanto flexibilidad al sistema (Good et al., 2017; IRENA, 2018; Warren, 2014). Por tanto, son importantes en la transformación tecnológica porque pueden brindar a los mercados eléctricos la capacidad de mejorar la eficiencia de las redes a través del monitoreo de la energía, y la provisión de información en tiempo real, lo cual permitirá la mejor toma de decisiones tanto para la oferta como para la demanda, y favorece el desarrollo y proliferación de las redes inteligentes (o *smart grids*) (Avancini et al., 2019).

### **1.3.4 Almacenamiento**

Las tecnologías de almacenamiento de energía son importantes en el contexto de transformación tecnológica por varios motivos que incluyen la disminución de los problemas asociados con la variabilidad en la generación con tecnologías renovables; la

integración de sistemas distribuidos que permiten brindar flexibilidad al sistema y favorecen la reducción de la demanda en horas pico, lo cual brinda confiabilidad y eficiencia al mercado eléctrico; la inclusión de tecnologías como los vehículos eléctricos que también ayudan con la flexibilización del sistema; y el empoderamiento de la demanda de energía eléctrica en los mercados (Breyer et al., 2018; Gulagi et al., 2017; REN21, 2018; SolarPower Europe, 2018). Por otro lado, en la actualidad existe un interés en la combinación de tecnologías de microgeneración con almacenamiento en diversos países como Japón, Alemania y Australia, tanto a nivel residencial como no residencial (Hohmeyer & Bohm, 2015; Krajačić et al., 2011; REN21, 2018). En este sentido, autores como Sioshansi (2019), argumentan que esta combinación permitiría a la demanda tener mayor control de su consumo de electricidad, ya que el consumidor puede ser a la vez productor y almacenador de su propia energía, convirtiéndose en un **prosumador** (o **prosumager**)

### 1.3.5 Vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos son aquellos que utilizan un motor eléctrico (o mixto) y toman su carga de fuentes externas o hidrógeno (REN21, 2018). Los vehículos eléctricos pueden considerarse como una fuente de flexibilidad para la oferta y la demanda, ya que, por ejemplo, favorecen el uso de energía renovable en el sector del transporte, ayudan a reducir la dependencia de energía no renovable y podrían integrarse con estrategias de respuesta a la demanda, carga inteligente y con tecnologías renovables (Raugei et al., 2018; REN21, 2018), de hecho en 2017 el 26% de la electricidad usada por estos vehículos provino de fuentes renovables (REN21, 2018).

A pesar de las ventajas, se considera que la entrada de vehículos eléctricos podría estresar el sistema eléctrico debido, por ejemplo, a que se podría incrementar el consumo de electricidad en horas pico (Bedoya, 2017; Gielen et al., 2019; REN21, 2018). En este sentido autores como van der Kam et al. (2018) han abordado la integración de la difusión de vehículos eléctricos con sistemas fotovoltaicos (FV), como posible alternativa, argumentando que esta combinación vuelve el rol del consumidor crucial, ya que puede generar y almacenar energía.

### **1.3.6 Electrificación de la sociedad**

Las sociedades actualmente se enfrentan a nuevos paradigmas como las *industrias 4.0*, el *internet de las cosas* (IoT por sus siglas en inglés), o las *tecnologías de la información* (TIC); que pueden potencialmente incrementar sus requerimientos de electricidad. Lo cual añade un factor adicional de complejidad a la actual transformación del sector, puesto que, mientras se desarrollan tecnologías y mecanismos que permiten gestionar mejor el consumo (ver 1.3.1 a 1.3.4), la conectividad y el mayor uso de aplicaciones inteligentes demandaría mayores requerimientos eléctricos por parte de los usuarios (Morley et al., 2018; Pothitou et al., 2017).

## **1.4 Formulación del problema**

Las secciones anteriores (1.1, 1.2 y 1.3) permiten identificar que la transformación tecnológica que vive actualmente el sector eléctrico está enmarcada por la amplia disponibilidad de nuevas alternativas para todos los participantes del mercado incluyendo a los reguladores, las empresas proveedoras de servicios de energía (oferta), y, principalmente, los consumidores del sistema (demanda).

Para los reguladores y planificadores los nuevos retos que demandan los cambios en términos de seguridad de suministro y confiabilidad de la red, sumados a los compromisos sociales y ambientales, y la firma de acuerdos internacionales; les exigen ser una parte activa de la transición a través del diseño e implementación de estrategias y políticas, acordes con las nuevas realidades, que contribuyan con la estabilidad y sostenibilidad del sistema. Este reto no es una tarea fácil, pues, bajo las condiciones de la nueva transición, se vislumbra un mercado dónde se requiere más política energética en términos de regulación y planeación, lo que va en contravía del libre mercado.

Por su parte, las empresas de servicios públicos, desde la perspectiva de la atención de la demanda, se encuentran bajo la inseguridad que plantean los nuevos cambios, teniendo como alternativas adaptarse al nuevo contexto, transformarse bajo un nuevo modelo de negocio, o desaparecer.

Finalmente, los consumidores, con las nuevas posibilidades que trae consigo la actual transformación, adquieren la capacidad de una participación más activa. Por ejemplo, pueden cambiar su rol de consumidor a prosumidor haciendo uso de tecnologías de

microgeneración (como la fotovoltaica), o a prosumidores adicionando a su generación para autoconsumo almacenamiento, o puede convertirse en un consumidor más eficiente al disminuir sus requerimientos a través de la adquisición de tecnologías eficientes, hacer uso de tecnologías modernas como los medidores inteligentes y cambiar sus hábitos de consumo durante el día, o tener una combinación de algunas de las posibilidades anteriores.

Bajo estas condiciones de transformación en el sector eléctrico, surge la incertidumbre sobre ¿Cómo podría afectarse el sistema frente a las nuevas posibilidades que se abren para la participación activa de la demanda de energía eléctrica?

### **1.4.1 ¿Por qué concentrarse en el estudio de la participación de la demanda?**

La sección 1.4 permite identificar que la transición tecnológica deja retos para todos los participantes del mercado: reguladores (o política pública), empresas proveedoras de servicios de energía (oferta) y consumidores (demanda). Sin embargo, se ha decidido abordar la transición tecnológica desde la perspectiva de la demanda por las razones que se exponen a continuación.

En primera instancia porque no es posible abordar en detalle todo el problema, entonces es necesario acotar la investigación a un problema alcanzable. En este sentido, se determina no ahondar en la perspectiva de los proveedores de servicios de electricidad, pues ésta ya ha sido ampliamente abordada en la literatura; y aunque los estudios previos no abarcan todas las posibles preguntas, se encuentran trabajos que presentan avances importantes al respecto, incluyendo los retos para las empresas de electricidad (Castaneda, Franco, et al., 2017; Castaneda, Jimenez, et al., 2017) y los posibles modelos de negocios o alternativas para enfrentarlos (Hamwi & Lizarralde, 2017; Loorbach & Wijsman, 2013; Rochlin, 2016).

El rol de la demanda, se considera una posibilidad factible porque a pesar de encontrar una vasta cantidad de trabajos asociados con la participación de la demanda con estrategias como microgeneración, eficiencia y conservación de la energía (Cardenas et al., 2017; Jimenez et al., 2016); aún faltan muchos aspectos por abordar desde esta perspectiva; incluyendo, por ejemplo, el estudio de comportamiento de la demanda diferenciado por sectores de consumo, ya que la atención principal la ha recibido el sector

residencial, el cual, en el mundo representa alrededor de un 30% (IEA, 2018); o estudios que incluyan el detalle de los efectos en el mercado considerando las variaciones en la curva de carga diaria (esta explicación se profundiza en el Capítulo 2).

Y finalmente, porque la perspectiva del regulador puede incluirse desde la forma en que las decisiones de política energética puedan alterar los comportamientos de la demanda y sus efectos en los mercados eléctricos; ya que independientemente de las decisiones regulatorias los cambios en la demanda pueden darse, como lo muestran algunos trabajos previos (Jimenez et al., 2016).

### **1.4.2 ¿Por qué analizar la curva de carga del sistema?**

La curva de carga es un gráfico que representa el consumo eléctrico en función del tiempo (Luo et al., 2017); y puede elaborarse a nivel de usuario, de sector, o de todo el mercado (Energis & DNP, 2017). La curva de carga puede ser construida bajo diferentes escalas temporales, pero es usual su representación intra-diaria, de tal forma que incorpora las variaciones de la carga a lo largo del día (Balasubramanian & Balachandra, 2021).

Esta tesis incluye el análisis de los impactos en la demanda eléctrica desde la consideración de las variaciones en la curva de carga, lo cual se fundamenta en la relevancia que la curva ha tenido para la información y toma de decisiones de los diferentes agentes de los mercados eléctricos (Sousa et al., 2012).

En este sentido, la curva de carga ha sido importante para la operación y planeación energética, pues permite la existencia de balance entre la oferta y la demanda favoreciendo la seguridad de suministro; y es utilizada como señal para la fijación de precios intra-diarios y precios de capacidad del mercado eléctrico (Behm et al., 2020; Hayn et al., 2014; Sousa et al., 2012).

Lo anterior gracias a que brinda información relacionada con la variabilidad de la carga y los patrones de uso eléctrico (Li et al., 2021), el pico de consumo o demanda máxima (Hayn et al., 2014), la relación entre demanda máxima y mínima, la duración de la operación, o los puntos de cambio de carga (Li et al., 2021), entre otros.

Adicionalmente, como resultado de la nueva transformación tecnológica de los mercados eléctricos, y sus implicaciones para oferta y demanda, se esperan variaciones en los



patrones de uso de la energía (Balasubramanian & Balachandra, 2021), los cuales podrían observarse a través de la curva de carga.

Finalmente, es pertinente el análisis del mercado eléctrico desde la curva de carga ya que hay alternativas de participación de la demanda que están espacialmente orientadas a producir variaciones en la curva, como la *respuesta de la demanda* (Aghaei & Alizadeh, 2013; Guo et al., 2017; Warren, 2014); y alternativas como la microgeneración fotovoltaica que se han identificado como una fuente especial de variabilidad en la curva de carga (Anukoolthamchote et al., 2020).

### 1.4.3 Preguntas de investigación

Considerando el problema identificado en la sección 1.4, surgen entonces las siguientes preguntas de investigación:

- ¿Cómo se afecta el comportamiento del sistema cuando la demanda asume una participación activa en el mercado eléctrico?
- Considerando que existen diferentes posibilidades y comportamientos entre los sectores de la demanda (residencial y no residencial), ¿Qué efectos tendrá en la curva de carga del sistema la participación activa de la demanda de acuerdo a las particularidades del sector al cual pertenece?
- ¿Cómo pueden reforzarse los comportamientos favorables y mitigarse los efectos desfavorables de la participación activa de la demanda en los sistemas eléctricos?

## 1.5 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentaron las condiciones que facultan la actual transformación tecnológica del sector eléctrico, en donde se hace evidente que se abren nuevas oportunidades de participación para reguladores, empresas y sobre todo consumidores del sistema. En este sentido, se identifica la existencia de incertidumbre frente al comportamiento del mercado ante las nuevas posibilidades para gestión de la demanda. Se delimita entonces éste como problema de investigación y se formulan las preguntas de investigación respectivas.

En el Capítulo 2 se presenta el estado del arte del problema de interés, y de acuerdo con los vacíos que aún existen en la literatura, se plantean los objetivos de investigación.



## Capítulo 2. Estado del arte

En este capítulo se revisa el estado actual de la literatura para el problema de interés. En primer lugar, se identifican los conductores o motivadores que permiten a los sectores residenciales y no residenciales implementar elementos de gestión de la demanda. En segundo lugar, se describen las barreras a la adopción de alternativas de gestión de la demanda en sectores residenciales y no residenciales. En tercer lugar, se identifican los efectos en los mercados eléctricos de la integración de alternativas de participación de la demanda. Posteriormente se identifican las limitaciones de los trabajos previos, lo que da pie a los objetivos y alcance de la tesis doctoral, de acuerdo con los vacíos en la literatura.

### 2.1 Estudios sobre los factores conductores para la adquisición de alternativas de participación de la demanda

En esta sección se revisan los factores conductores o motivadores para la adquisición de alternativas de participación de la demanda incluyendo microgeneración, eficiencia, conservación y respuesta de la demanda, en sectores residenciales y no residenciales

#### 2.1.1 Microgeneración

La **Tabla 2-1** presenta conductores o motivadores para la adopción de tecnologías de microgeneración en el sector residencial. Se identifica la existencia de múltiples estudios con enfoques principalmente exploratorios y estadísticos. Los estudios analizados incluyen una amplia diversidad de factores que incluyen aspectos socio-demográficos, estéticos (como características de la vivienda), individuales (como la autosuficiencia y la independencia), sociales, educativos y de información, ambientales, y consciencia tecnológica. Los estudios presentados han sido desarrollados para países como Alemania, Estados Unidos, Suiza, Sri Lanka, Reino Unido, Suecia, Irlanda, Canadá y Japón.

**Tabla 2-1:** Conductores para la microgeneración residencial. Fuente: elaboración propia.

Referencia	País	Metodología	Conductores / Motivadores
(Jacksohn et al., 2019)	Alemania	Análisis empírico	Motivos sociodemográficos, características de la vivienda, conciencia ambiental, rasgos de personalidad, factores económicos
(Abreu et al., 2019)	Estados Unidos	Encuesta – Regresión	Normas sociales, actitudes
(Kurdgelashvili et al., 2019)	Estados Unidos	Modelo de difusión de Bass, Análisis de Regresión y Modelo de Bass Generalizado	Existe una relación inversa entre la alta educación y el coeficiente de imitación. Las tasas de adopción varían según los precios
(Christoph et al., 2018)	Suiza	Encuestas - Estadística	Efecto social
(Jayaweera et al., 2018)	Sri Lanka	Modelo de regresión Binomial - Estadística	Educación, calidad de vida en el hogar, incentivos en los costos de instalación
(Palm, 2017)	Suecia	Entrevistas	Motivos ambientales, incentivos financieros
(Dharshing, 2017)	Alemania	Modelo autorregresivo espacial	Incentivos económicos, estatus socio-económico
(Karakaya et al., 2015)	Alemania	Caso de estudio	Autosuficiencia, independencia. Conciencia ambiental, efecto de grupo, estabilidad financiera
(Balcombe et al., 2014)	Reino Unido	Encuesta – Estadística	Ganar dinero, independencia, blindaje frente a incrementos futuros en el precio de la energía
(Islam, 2014)	Canadá	Experimentos de elección discreta, modelo de difusión Bass	Conciencia de la tecnología, ahorro en costos de energía, retribución por exportación, efecto boca a boca
(Balcombe et al., 2013)	Reino Unido	Encuesta	Beneficio ambiental, ahorros / ganancias, reducción de la cuenta de energía
(Genus, 2012)	Reino Unido	Entrevista - institucional	Reglas institucionales
(Yu Zhang et al., 2011)	Japón	Regresión	Inversión en el hogar, conciencia ambiental
(Claudy et al., 2010)	Irlanda	Regresión logística	Conciencia y conocimiento de la tecnología
(Sauter & Watson, 2007)	Reino Unido	Encuesta	Aceptación social de la tecnología

La **Tabla 2-2** presenta los conductores identificados para microgeneración en sectores diferentes al residencial, o trabajos que presentan los conductores de forma no sectorizada. Los estudios incluyen análisis econométricos, descriptivos y estadísticos; y fueron hechos para ubicaciones como Alemania, Italia, Estados Unidos y los Países Bajos. Se identifica que estos estudios resaltan como motivadores las razones financieras, las características institucionales y de legitimidad democrática del país, así como factores sociales.

**Tabla 2-2:** Conductores para la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia.

Referencia	Sector	País	Tecnología	Metodología	Conductores/ Motivadores
(Horbach & Rammer, 2018)	Comercial, industrial – Firmas	Alemania	Microgeneración FV	Econométrico - Regresión Probit	Subsidios para eco-innovación, altos costos de la energía, difusión de conocimientos regionales
(Engelken et al., 2016)	No sectorizado	Global	Modelos de negocios de energías renovables	Revisión de literatura	Países industrializados: mitigación del cambio climático, y eficiencia energética
(Wirth, 2014)	Cooperativas	Italia	Biogás	Encuesta – Instituciones	Espíritu de comunidad, tradición de cooperación, ubicación, escala de la planta
(Borchers et al., 2014)	No residencial – Granjas	Estados Unidos	Eólica y Solar	Modelo multinivel – Logit	Características del estado, ingreso per cápita, votación democrática, propiedad de la finca, ganadería, acceso a internet, operaciones orgánicas
(Agterbosch et al., 2009).	No sectorizado	Países Bajos	Microgeneración eólica	Estudios de casos	Aceptación social, estructura institucional

### 2.1.2 Eficiencia energética y conservación de la energía

En la **Tabla 2-3** se presentan estudios que identifican los conductores para la adquisición de tecnologías de eficiencia energética y/o prácticas de conservación de la energía en diferentes sectores de la demanda.

De acuerdo con los estudios de la **Tabla 2-3** los conductores para la adopción de tecnologías y hábitos relacionados con la eficiencia energética y la conservación, se relacionan con aspectos financieros (ahorro, incentivos), aspectos individuales (propensión al riesgo, tamaño y contexto de la empresa), aspectos sociales, progreso tecnológico y asuntos ambientales.

**Tabla 2-3:** Conductores y motivadores eficiencia y conservación. Fuente: elaboración propia.

Referencia	Sector	Alternativa	Conductores
(Olsthoorn et al., 2019)	Residencial	Viviendas de bajo consumo de energía	Preferencia por el riesgo
(Cooremans & Schönnenberger, 2019)	Industrial y Comercial	Eficiencia Energética	Percibir la energía como un asunto estratégico
(van den Broek & Walker, 2019)	Residencial	Conservación	Incentivos financieros, conocimiento de los hábitos en energía
(Wong-Parodi et al., 2019)	No residencial	Conservación	Incentivos financieros, realimentación de normas sociales
(Shi et al., 2019)	Se analiza el individuo	Conservación	Normas individuales de conservación, valores y creencias sobre conservación.
(Liao & He, 2018)	Industrial	Eficiencia Energética	Progreso tecnológico, estructura de consumo de energía, escala empresarial
(Mimouni & Temimi, 2018)	Nacional	Eficiencia Energética	Desarrollo financiero del país
(Zheng et al., 2018)	Industrial y Comercial – Manufactura y Edificios	Conservación	Condiciones climáticas, desarrollo económico
(Ornaghi et al., 2018)	Comercial	Conservación	Información, comparación con pares
(Gutiérrez-Pedrero et al., 2018)	No - residencial	Eficiencia Energética – Intensidad eléctrica	Alto grado de progreso tecnológico, altos precios de electricidad
(Morton et al., 2018)	Residencial	Eficiencia Energética	Contexto socio-económico política local
(Solnørdal & Thyholdt, 2017)	Industrial - Manufactura	Eficiencia Energética	Nivel educativo, nivel de cooperación con los competidores, con los centros de investigación y universidades, tamaño de la compañía
(Trianni et al., 2016)	Industria: Manufactura	Eficiencia Energética	Soporte técnico
(van Doren et al., 2016)	Residencial - Comercial	Conservación	Ambiente local
(Trianni et al., 2014)	Industrial – Manufactura metal	Eficiencia Energética	Económicos
(Apeaning & Thollander, 2013)	Industrial	Eficiencia Energética	Reducciones en costos, riesgo de incremento en los precios de la energía
(Thollander et al., 2013)	Industrial - fundiciones	Eficiencia Energética	Asuntos financieros, asuntos organizacionales - tamaño de la empresa y el país
(Cagno & Trianni, 2013)	Industrial - Manufactura	Eficiencia Energética	Asignaciones y financiación pública, presión externa: incremento en precio de la energía, introducción o incremento en cargos por emisiones o

Referencia	Sector	Alternativa	Conductores
			recursos consumidos, presencia en la empresa de personas ambiciosas con mentalidad emprendedora.
(Fleiter et al., 2012)	Industrial - Comercial	Eficiencia Energética	Subsidios a la inversión

**Tabla 2-3:** (Continuación)

### 2.1.3 Respuesta de la demanda

Good et al. (2017) realizan una revisión literaria sobre barreras y conductores para la respuesta de la demanda (DR). La **Tabla 2-4** resume las estrategias identificadas por estos autores.

**Tabla 2-4:** Conductores y motivadores respuesta de la demanda. Fuente: adaptado de (Good et al., 2017)

Categoría	Conductor
Económicas (fallas y barreras de mercado)	Mejorar acceso a la información de oferta y demanda, desarrollar métricas efectivas de comunicación para permitir la cuantificación y negociación de la flexibilidad, costear externalidades como emisiones, eliminar los “free-riding”, monitorear el mercado, subsidios a los costos, valoración de DR a largo plazo.
Sociales (organizacionales, comportamentales)	Mejorar la comprensión del valor de DR entre los tomadores de decisiones, educar en DR y sus beneficios, diseño cuidadoso de interfaces, inclusión de terceras partes como agregadores, claridad en términos y datos legales, diseños modulares de los sistemas de información anonimizar información, evolución de las instituciones de DR, automatización.
Tecnológica (medición, computación, comunicación, estandarización tecnológica)	Instalación de medidores en la resolución requerida, monitoreo de servicios finales de energía, simplificación de la optimización, distribución de la carga computacional, adicionar redes como la nube, arquitecturas plug-in, colaboración con estándares de desarrollo, desarrollar un lenguaje común entre industrias, considerar el outsourcing, retener talento.
Regulatorio /político	Desagregar el consumo, generación y almacenamiento para permitir la aplicación de los impuestos, aceptación sistémica de la equivalencia en demanda y recursos de generación, permitir a los usuarios la variación completa, pronosticar las políticas energéticas, enfatizar innovación.
Estructura de mercado	Acordar metodologías para la línea base para varios mercados, revisar definiciones estándar de productos en los mercados, descentralizar la optimización
Físicos	Precios de red en tiempo real
Entendimiento	Análisis de costo beneficio para mostrar los beneficios de DR bajo supuestos realistas.

Se destaca que se incluyen acciones asociadas a la economía, aspectos sociales, tecnológicos, regulatorios, físicos y de entendimiento; incluyendo estrategias como la

educación de los individuos sobre los costos y beneficios a largo plazo de la respuesta de la demanda, y la automatización del proceso o el uso de medidores. Respecto a esta última medida, se considera entonces que la medición avanzada puede ser un elemento conductor; autores como (Bugden & Stedman, 2019) incluyen como motivador para la adquisición de medidores avanzados asuntos como el riesgo familiar de cambio climático, la edad e ingreso de los usuarios en el sector residencial.

Estudios posteriores, han identificado que, en cuanto a los usuarios residenciales, los motivos de carácter financiero y beneficios ambientales son las motivaciones más comunes para la DR; destacando en el ámbito financiero la reducción en el costo de la electricidad (Parrish et al., 2020). Sin embargo, también se incluyen otros factores como la confianza en la tecnología y en la utilidad de la DR (Parrish et al., 2020), así como elementos pro-sociales (Good, 2019).

Autores como (Jang et al., 2016), que analizan la DR en los sectores comercial e industrial, incluyen que un elemento que facilita la realización de respuesta de la demanda es tener patrones de carga más variables, puesto que argumenta que en estas condiciones se facilita mover los usos de electricidad por parte de los usuarios. Además, se ha encontrado que las reservas de carga interrumpible favorecen la DR (Richstein & Hosseinioun, 2020). En el sector servicios, por ejemplo, se incluye que la imagen para el cliente es un conductor en las empresas europeas (Wohlfarth et al., 2020).

Finalmente, en el trabajo de (Stede et al., 2020), se destaca el papel de los agregadores como facilitadores para la implementación de respuesta de la demanda, principalmente para los usuarios industriales.

#### **2.1.4 Múltiples alternativas**

En esta sección se presentan estudios que abordan los conductores o motivadores para la adquisición de alternativas múltiples para la participación de la demanda. La **Tabla 2-5** presenta algunos estudios encontrados en la literatura donde se realiza este tipo de análisis.

Los estudios identificados incluyen análisis para los sectores residencial e industrial, y se concentran principalmente en elementos de conservación y eficiencia energética. Como resultados de su análisis se destacan como motivadores la información, los hábitos, las



razones ambientales, los motivos financieros, los niveles educativos, y el interés por la gestión de la energía.

**Tabla 2-5:** Conductores para elementos combinados de participación de la demanda. Fuente: elaboración propia.

Referencia	Sector	Alternativas	Conductores/ Motivadores
(Gautier et al., 2019)	Residencial	Microgeneración fotovoltaica - Conservación	Pasar más tiempo en casa, causas ambientales, incentivos monetarios, información, promoción de artefactos inteligentes
(Brunke et al., 2014)	Industrial – siderúrgico	Conservación y Eficiencia Energética	Gestión de la energía
(Mills & Schleich, 2012)	Residencial	Eficiencia Energética y Conservación	Hogares jóvenes: ahorro en energía, causa ambiental, hogares mayores: ahorros financieros, niveles de educación

## 2.2 Estudios sobre las barreras para la adopción de alternativas de participación de la demanda

En esta sección se presentan estudios que hayan abordado las barreras a la adopción de instrumentos para la participación de la demanda, incluyendo microgeneración, eficiencia energética, conservación de la energía y respuesta de la demanda.

### 2.2.1 Microgeneración

La **Tabla 2-6** presenta algunas de las barreras a la microgeneración en el sector residencial identificadas en la literatura.

Se identifica que la mayoría de los estudios presentados han sido desarrollados para Reino Unido, y fueron realizados siguiendo métodos exploratorios como encuestas y entrevistas, apoyados con técnicas estadísticas.

Puede observarse que las barreras identificadas para el sector residencial incluyen, para la mayoría de los autores, los altos costos de instalación; así como también barreras de tipo institucional (como las reglas del mercado), motivos de carácter social (como los factores culturales o la influencia social), motivos asociados a la disponibilidad y facilidad de la información y factores individuales como la aversión al riesgo.

**Tabla 2-6:** Barreras a la microgeneración residencial. Fuente: elaboración propia.

Referencia	País	Metodología	Barrera
(Palm, 2017)	Suecia	Entrevistas	Costos de inversión, carga administrativa, encontrar información sobre el mercado
(Balcombe et al., 2014)	Reino Unido	Encuesta – Estadística	Costos de capital, ganancia o ahorro, riesgo de pérdida ante una mudanza, dificultad de encontrar información confiable
(Balcombe et al., 2013)	Reino Unido	Encuesta	Costos de capital
(Genus, 2012)	Reino Unido	Entrevista – institucional	Reglas institucionales
(Bergman & Eyre, 2011)	Reino Unido	Descriptivo	Culturales, institucionales, económicas
(Claudy et al., 2011)	Irlanda	Regresión Logística	Costos iniciales, influencia social
(Yu Zhang et al., 2011)	Japón	Regresión	Costos de instalación
(Scarpa & Willis, 2010)	Reino Unido	Modelos Logit mixtos y condicionales	Altos costos de adopción

La **Tabla 2-7** presenta las barreras identificadas en la literatura para la adopción de generación renovable, microgeneración, o nuevos modelos de negocios renovables, en sectores diferentes al residencial.

**Tabla 2-7:** Barreras a la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia.

Referencia	Sector de análisis	País	Alternativa	Metodología	Barrera
(Curtius, 2018)	Comercial, residencial, sector público – Edificios	Suiza	Microgeneración fotovoltaica – Sistemas Integrados en Edificios	Estudio cualitativo – exploratorio Entrevistas	Altos costos iniciales, alta complejidad, bajo conocimiento de los BIPV, riesgos políticos
(Engelken et al., 2016)	No sectorizado	Global	Modelos de negocios de energías renovables	Revisión de literatura	En países emergentes: corrupción y redes eléctricas débiles. En países desarrollados: altos costos de almacenamiento
(Rosso-Cerón & Kafarov, 2015)	General	Colombia	Generación renovable	Encuesta – Estadística descriptiva	Aceptación de mercado, aceptación sociopolítica, aceptación de la comunidad

Para estos estudios se presenta el sector específico analizado y la tecnología o herramienta estudiada. Se identifica que los factores políticos e institucionales, sumados con los factores económicos son los que sobresalen para el análisis de las barreras a la microgeneración en sectores no residenciales. También es importante mencionar que para esta tecnología fueron pocos los estudios hallados que hacen análisis sectorizados para los sectores diferentes al residencial.

### 2.2.2 Eficiencia energética y conservación de la energía

La **Tabla 2-8** presenta las barreras identificadas en la literatura para la adquisición de las herramientas de participación de la demanda asociadas con eficiencia energética y conservación en el sector residencial. De acuerdo con la información allí presentada, las barreras incluyen factores económicos y de disponibilidad de la información, así como condiciones de inercia o consideración de que lo que se hace ya es suficiente.

**Tabla 2-8:** Barreras a la eficiencia energética y/o conservación en el sector residencial.  
Fuente: elaboración propia.

Referencia	Sector	Alternativa	Barreras
(Hesselink & Chappin, 2019)	Residencial	Eficiencia Energética	Ausencia de capital, ausencia de información, costos iniciales altos, ignorancia, inercia, otras prioridades
(Olsthoorn et al., 2019)	Residencial	Viviendas de bajo consumo de energía	Costos adicionales en construcción, incertidumbre sobre energía real y ahorro de costos
(Gaspar et al., 2017)	Residencial	Eficiencia Energética - Conservación	Psicosocial: creer que lo que hacen ya es suficiente
(van Doren et al., 2016)	Residencial – Comercial	Conservación	Condiciones socioculturales, de mercado, de política de contexto geográfico y de construcción. (varían entre ciudades)
(Ramos et al., 2015)	Residencial	Eficiencia Energética	Fallas en la información

La **Tabla 2-9** presenta las barreras identificadas en la literatura para las herramientas de participación de la demanda asociadas con eficiencia energética y conservación para sectores no residenciales. En esta tabla, la información presentada corresponde a sector industrial, sector comercial y edificios públicos. Se identifica que las principales barreras reportadas en la literatura obedecen a elementos financieros y regulatorios; pero que adicionalmente intervienen elementos como las prioridades que la empresa otorgue a otros asuntos, el tamaño de la compañía, y elementos institucionales como la falta de voluntad política.

**Tabla 2-9:** Barreras para eficiencia y/o conservación en sectores no residenciales.  
Fuente: elaboración propia.

Barreras	Referencia
Capacidad del departamento/agencia, capacidad de la industria	(Alam et al., 2019; Cagno & Trianni, 2014)
Aseguramiento de la calidad	(Alam et al., 2019; Kostka et al., 2013)
Valores corporativos	(Cagno & Trianni, 2014; Manrique et al., 2018)
Financieras / económicas/costos hundidos/incentivos financieros /Inversión inicial	(Alam et al., 2019; Apeaning & Thollander, 2013; Brunke et al., 2014; Fleiter et al., 2012; Gupta et al., 2017; Herrera et al., 2017; Hochman & Timilsina, 2017; Kostka et al., 2013; Manrique et al., 2018; Timilsina et al., 2016; Trianni et al., 2013, 2014, 2016; J. Wang et al., 2018; T. Wang et al., 2016; Yurong Zhang & Wang, 2013)
Regulatorias	(Apeaning & Thollander, 2013; Gupta et al., 2017; Kangas et al., 2018; Kostka et al., 2013; Timilsina et al., 2016; Trianni et al., 2014; J. Wang et al., 2018; T. Wang et al., 2016; Yurong Zhang & Wang, 2013)
Habilidades técnicas	(Kangas et al., 2018)
Desinterés	(Kangas et al., 2018; Trianni et al., 2013)
Falta de información, conocimiento, cualificación, consciencia	(Hassan et al., 2017; Hochman & Timilsina, 2017; Kostka et al., 2013; Schleich, 2009; Timilsina et al., 2016; Trianni et al., 2014, 2016)
Tecnológicas	(Gupta et al., 2017; T. Wang et al., 2016)
Tamaño compañía	(Cagno & Trianni, 2014; Hassan et al., 2017; Kostka et al., 2013)
Asuntos comportamentales	(Brunke et al., 2014; Trianni et al., 2016)
Condiciones socioculturales	(van Doren et al., 2016)
Condiciones de mercado	(van Doren et al., 2016; Yurong Zhang & Wang, 2013)
Contexto geográfico	(van Doren et al., 2016)
Barreras institucionales	(Alam et al., 2019; Langlois-Bertrand et al., 2015; Yurong Zhang & Wang, 2013)
Organizacionales, Existencia de otras prioridades	(Kostka et al., 2013; Schleich, 2009; Trianni et al., 2013)

### 2.2.3 Respuesta de la demanda

En el trabajo de (Good et al., 2017), se realiza una revisión literaria que incluye múltiples barreras identificadas para la respuesta de la demanda, la **Tabla 2-10** resume esta información.

Dentro de las barreras identificadas por (Good et al., 2017) existen aspectos económicos, sociales, tecnológicos, regulatorios, de mercado, físicos y de conocimiento de la alternativa. De acuerdo con (Jang et al., 2016), quien realiza un estudio para los sectores comerciales e industriales, otro tipo de factores, incluyen por ejemplo tener baja

variabilidad en los patrones de consumo, porque esto dificulta que se puedan hacer cambios en los momentos en que se usa la electricidad.

**Tabla 2-10:** Barreras a la respuesta de la demanda. Fuente: adaptado de (Good et al., 2017)

<b>Categoría</b>	<b>Barrera</b>
Económicas (fallas y barreras de mercado)	Información imperfecta, mercados incompletos, competencia imperfecta, acceso a capital, incertidumbre, costos ocultos, valor del sistema
Sociales (organizacionales, comportamentales)	Cultura, información, credibilidad y verdad, valores, inercia, racionalidad limitada
Tecnológica (medición, computación, comunicación, estandarización tecnológica)	Medición, sensores de servicios de energía, computación eléctrica, interoperabilidad, seguridad y privacidad de la información, seguridad de los datos y privacidad, multiplicidad de estándares, fuerza de trabajo insuficiente
Regulatorio /político	Impuestos, regulación del mercado eléctrico, regulación de precios de los usuarios, políticas no claras, regulación del operador de red
Estructura de mercado	Definición de producto, complejidad, línea base
Físicos	Limitaciones de redes de distribución
Entendimiento	Falta de entendimiento de Respuesta de la Demanda.

Aunque los elementos económicos se listan como una barrera, por ejemplo (Wohlfarth et al., 2020) señalan a los incentivos financieros inadecuados para el sector de servicios; otros autores discuten la importancia de dirigir correctamente dichos incentivos, puesto que han encontrado que los incentivos económicos, al afectar los motivadores pro-sociales pueden convertirse en una barrera para la adopción de DR (Good, 2019).

Por otro lado, autores como (Richstein & Hosseinioun, 2020) se han centrado en los diseños tarifarios y en la flexibilidad del mercado, encontrando que las tarifas fijas dificultan la DR. Además, autores como Annala et al. (2018) resaltan la automatización como una barrera y proponen las políticas como una medida de afrontarla.

Finalmente, trabajos como el de (Parrish et al., 2020) identifican que para el sector residencial, en la literatura se ha reportado la falta de confianza en la tecnología y en las motivaciones de las empresas proveedoras de energía como una barrera a la DR; así como la percepción de pérdida de control, la complejidad y el esfuerzo asociados al mecanismo.

## 2.3 Estudios sobre los efectos de la difusión de microgeneración en los mercados eléctricos

En esta sección se presentan los estudios que analizan los efectos en el mercado de la adquisición de tecnologías de microgeneración, principalmente fotovoltaica. Los estudios encontrados fueron divididos de acuerdo con su sector de análisis, considerando los estudios enfocados exclusivamente en el sector residencial y los estudios que abarcan otros sectores.

La **Tabla 2-11** presenta diferentes estudios sobre los efectos de la entrada de microgeneración en el sector residencial. Se observa que los estudios identificados se realizaron en Colombia, Reino Unido, España y Holanda; además, se identifica que estos estudios se realizaron bajo diferentes metodologías, que incluyen simulación, análisis de escenarios y análisis cualitativos. Es importante resaltar que la mayoría de estos estudios no analizan los efectos de la microgeneración en el sector residencial sobre la curva de carga, diferenciándose entonces los trabajos de Jimenez et al. (2016) y Eid et al. (2014) dónde sí se analizan estas consecuencias.

**Tabla 2-11:** Estudios sobre efectos en el mercado de la microgeneración residencial.  
Fuente: elaboración propia.

Referencia	País	Alternativa	Metodología	Curva de carga
(Castaneda, Jimenez, et al., 2017)	Colombia	Microgeneración fotovoltaica	Dinámica de sistemas	No
(Jimenez et al., 2016)	Colombia	Microgeneración fotovoltaica	Dinámica de sistemas	Sí
(Balcombe et al., 2015)	Reino Unido	Microgeneración Fotovoltaica + Motor CHP + Baterías	Evaluación de ciclo de vida	No
(Eid et al., 2014)	España	Microgeneración Fotovoltaica	Análisis cuantitativo	Sí
(der Veen & De Vries, 2009)	Holanda	Microgeneración fotovoltaica	Análisis de escenarios cualitativos	No

La **Tabla 2-12** resume los efectos encontrados para microgeneración en el sector residencial, de acuerdo con los estudios presentados en la **Tabla 2-11**. Estos efectos incluyen problemas de rentabilidad, confiabilidad y eficiencia de la red; así como problemas para los usuarios relacionados con los altos costos y con variaciones en su consumo.

**Tabla 2-12:** Efectos en el mercado de la microgeneración residencial. Fuente: elaboración propia.

Efecto en el mercado	Referencia
Problemas de rentabilidad del mercado: espiral de la muerte, reducción de ingresos para las empresas	(Castaneda, Jimenez, et al., 2017; der Veen & De Vries, 2009; Eid et al., 2014)
Sobre instalación de los usuarios	(Jimenez et al., 2016)
Tarifas muy altas para usuarios que permanecen conectados	(Eid et al., 2014; Jimenez et al., 2016)
Desplazamiento de la curva de carga	(Jimenez et al., 2016)
Intermitencia de la red	(Balcombe et al., 2015)
Problemas de balance	(Balcombe et al., 2015)
Confiabilidad de la red	(Balcombe et al., 2015)
Incrementos en costos de la red	(Eid et al., 2014)
Problemas de eficiencia del mercado	(der Veen & De Vries, 2009)

Por otro lado, se encontraron estudios que analizan los efectos de la microgeneración en sectores no residenciales. Estos estudios se resumen en la **Tabla 2-13**.

**Tabla 2-13:** Estudios sobre efectos en el mercado de la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia.

Referencia	Sector	País	Alternativa	Metodología	Curva de Carga
(Pereira et al., 2019)	Diversos sectores	Brasil	Microgeneración fotovoltaica	Enfoque analítico	No
(Roulot & Raineri, 2018)	Residencial, industrial, comercial	Francia	Microgeneración fotovoltaica	Análisis financiero	No
(Janda, 2018)	General	Eslovaquia	Generación fotovoltaica	Regresión múltiple, Series de tiempo	No

Puede observarse que estos estudios se han realizado utilizando enfoques analíticos y estadísticos y que, a diferencia del sector residencial, faltan estudios que muestren los efectos dinámicos de las variables en el tiempo, y que estudien las alteraciones en la curva de carga.

La **Tabla 2-14** resume los efectos encontrados de la microgeneración fotovoltaica para el análisis de sectores no residenciales. Se identifican como efectos el incremento en los costos de las políticas, los problemas de rentabilidad para los distribuidores y los efectos monetarios para los micro generadores.

**Tabla 2-14:** Efectos en el mercado de la microgeneración no residencial. Fuente: elaboración propia.

Efecto en el mercado	Referencia
Políticas se vuelven más costosas	(Pereira et al., 2019)
Problemas para los ingresos de las empresas proveedoras de servicios (distribuidores)	(Pereira et al., 2019; Roulot & Raineri, 2018)
Distorsión en la asignación de costos en la red entre clientes	(Pereira et al., 2019; Roulot & Raineri, 2018)
El autoconsumo es más rentable para los grandes consumidores que para los pequeños	(Roulot & Raineri, 2018)
Los proyectos de autoconsumo son económicamente mejores que los de inyección cuando no hay sobre-instalaciones.	(Roulot & Raineri, 2018)
Disminución en los precios de generación como efecto del orden de mérito	(Janda, 2018)
Pérdidas monetarias para los consumidores porque el precio de generación es inferior al costo fotovoltaico	(Janda, 2018)

## 2.4 Limitaciones de trabajos previos sobre difusión de alternativas de participación de la demanda

En esta sección se presentan las limitaciones encontradas en estudios que analizan adquisición de diferentes instrumentos para la participación de la demanda; esta revisión se divide en dos secciones, en la primera se identifican estudios que analizan sólo microgeneración y en la segunda estudios que incluyen múltiples elementos como microgeneración, eficiencia energética, conservación y respuesta de la demanda.

### 2.4.1 Limitaciones de trabajos previos que consideran la difusión de microgeneración

Los estudios identificados, así como sus limitaciones, para el caso de la microgeneración se presentan en la **Tabla 2-15**.

En estos estudios se identifican como limitaciones la exclusión de algunos de los sectores del mercado en el análisis, o que los análisis se realizan de forma agregada, lo cual deja por fuera las particularidades de cada segmento en cuanto a disponibilidades de recursos y dinámicas en consumo de energía. También se incluyen limitaciones como no analizar los efectos en el mercado y sólo analizar curvas de difusión; no hacer análisis de políticas y sus impactos en las curvas, y no revisar las variaciones en la curva de carga.



**Tabla 2-15:** Limitaciones de trabajos sobre microgeneración. Elaboración propia.

Referencia	Sector	Modelo	Limitaciones
(Baur & M, 2018)	Residencial	Dinámica de sistemas: Bass	No incluye otros sectores No analiza efectos en el mercado eléctrico No analiza curva de carga
(Roulot & Raineri, 2018)	Comercial, industrial, residencial	Modelo financiero.	Sus análisis son desde una perspectiva financiera. No hace análisis de difusión. No mira efectos en el tiempo en la curva de carga.
(W. Wang et al., 2017)	Comercial	Bass generalizado	No analiza otros sectores. No analiza los efectos de mercado No hace análisis de política energética. Se limita al análisis de la curva de difusión
(Castaneda, Jimenez, et al., 2017)	Residencial	Dinámica de sistemas: Bass + Logit	No analiza otros sectores No construye plataforma No analiza curva de carga
(Jimenez et al., 2016)	Residencial	Dinámica de sistemas: Bass + Logit	No analiza otros sectores No construye plataforma
(Basher et al., 2015)	Nacional (no sectorizado)	Series de Tiempo	Analiza las propiedades de series de tiempo de las curvas de difusión para diferentes RE, no analiza las realimentaciones ni los factores que llevan al desarrollo de las curvas. No analiza economías emergentes. Analiza las tecnologías RE agregadas.
(Iwai et al., 2014)	Comercial y residencial	Logístico+ preferencia	Deja por fuera otros sectores de demanda. No analiza políticas energéticas. No profundiza en los efectos de mercado
(Huh & Lee, 2014)	Generadores a gran escala	Acumulado HPKZ: Competencia entre RE	No considera políticas en el proceso de difusión. Sólo considera el efecto del costo en la decisión de adopción.
(Duan et al., 2014)	Nacional (no sectorizado) Centralizado vs distribuido	Lotka-Volterra. Relación de competencia eólica vs solar	No analiza el comportamiento por sectores de demanda. No analiza mercados emergentes. No considera efectos en comportamientos de mercado.
(Guidolin & Mortarino, 2010)	Nacional (no sectorizado)	Modelo de Bass Generalizado + Modelos de regresión no lineal	Pocos datos disponibles para el ajuste de la serie temporal. No considera la competencia que podría existir con otras renovables. No analiza efectos y consecuencias en los mercados.
(Denholm et al., 2009)	Comercial y residencial	Bass	Sólo analiza porción de mercado. No hace análisis de impactos. No hace análisis de política energética. No analiza otros sectores de demanda
(Maribu et al., 2007)	Edificios comerciales – G. distribuida	Optimización bajo Escenarios: atractivo \$\$ y conocimiento tecnológico – CAM	Evalúa microgeneración, pero no para renovables. No analiza efectos de mercado No considera análisis de políticas energéticas. Decisiones sólo precio (no considera complejidad)

## 2.4.2 Limitaciones de trabajos previos que consideran múltiples alternativas de participación de la demanda

En esta sección se presentan las limitaciones de trabajos recientes que analizan varias alternativas conjuntas para la participación de la demanda. El resumen de los trabajos identificados, su sector de análisis y limitaciones, se presentan en la **Tabla 2-16**.

**Tabla 2-16:** Artículos que analizan múltiples alternativas de participación de la demanda y sus limitaciones. Fuente: elaboración propia.

Referencia	Sector	Alternativas	Modelo	Limitaciones
(Mazzeo, 2019)	Residencial	Microgeneración FV + baterías + vehículos eléctricos	Análisis de escenarios	No hace análisis de impacto en el mercado. No hace análisis de difusión. No incluye otros sectores
(Keiner et al., 2019)	Residencial	Microgeneración FV + Almacenamiento + bombas de calor + vehículos eléctricos	Escenarios - Optimización costos	No analiza difusión. No incluye otros sectores. No hace análisis de impactos en el mercado.
(Lazzeroni et al., 2019)	Residencial	Microgeneración FV + baterías + Vehículos Eléctricos	Análisis estadístico – Optimización - Simulación Montecarlo	No analiza difusión. No incluye otros sectores No analiza los efectos en el mercado
(Young et al., 2019)	Residencial	Microgeneración FV + baterías	Simulación	No modela difusión (asume escenarios) No incluye otros sectores.
(Helm & Mier, 2019)	No sectorizado	Microgeneración FV y conservación	Teórico - Teoría de Control	No analiza curva de carga No analiza difusión por sectores. Sólo estudia efectos en los precios de mercado.
(Aelenei et al., 2019)	Comercial	Microgeneración FV + BIPV + Baterías	Cálculos técnicos – Caso de estudio	No hace análisis de políticas No incluye otros sectores No modela difusión.
(Giraldo, 2018)	Comercial	Microgeneración + Eficiencia + Conservación	Dinámica de Sistemas: Bass + Logit	No analiza otros sectores No analiza curva de carga No construye plataforma
(van der Kam et al., 2018)	Residencial	Microgeneración FV y Vehículos Eléctricos	Análisis de escenarios (Modelos de regresión, Bass)	No analiza otros sectores No analiza curva de carga No analiza consecuencias de mercado (tarifa)

Referencia	Sector	Alternativas	Modelo	Limitaciones
(Andersson et al., 2018)	Industrial: madera, alimenticia, metal	Eficiencia y Conservación	Costo Energía Conservada	No analiza otros sectores. No analiza los efectos de mercado ni hace análisis de política energética.
(Cardenas et al., 2017)	Residencial	Microgeneración FV, Eficiencia y Conservación	Dinámica de Sistemas: Bass + Logit	No analiza otros sectores No analiza curva de carga
(Shakeri et al., 2017)	Residencial	Microgeneración FV + Baterías + Respuesta de la demanda	Algoritmo de control	No analiza otros sectores No analiza difusión No analiza consecuencias de mercado.
(Widén, 2014)	Residencial	Microgeneración FV y Conservación	Simulación	No analiza la difusión en otros sectores No analiza políticas
(Shao et al., 2012)	Residencial	Vehículos eléctricos y Respuesta de la demanda	Simulación	No analiza difusión No analiza otros sectores No analiza efectos de políticas

**Tabla 2-16:** (Continuación)

De acuerdo con la información consignada en la **Tabla 2-16**, en los estudios dónde se incluyen múltiples elementos para la participación de la demanda, se encuentran como limitaciones comunes las siguientes: no se analizan los efectos en el mercado del uso de las tecnologías, o este análisis no se hace diferenciado por sectores, no se analiza la difusión diferenciada por sectores, y, en trabajos que no consideran la respuesta de la demanda, no se analizan los efectos en la curva de carga de la difusión de las diferentes tecnologías.

## 2.5 Síntesis de los hallazgos de la revisión de literatura

Como principales hallazgos de la revisión de literatura se tienen los siguientes:

- Respecto a los motivadores, ya sea para sectores residencial o no; y sin distinción sobre la alternativa de participación de la demanda analizada, los autores coinciden en la inclusión de aspectos individuales, sociales, educativos, y, principalmente, económicos o financieros, como conductores para la adopción de microgeneración, eficiencia, conservación o respuesta de la demanda.

- Muy pocos trabajos analizan los motivadores o conductores para la adquisición de mecanismos de participación de la demanda conjuntos, y los estudios encontrados, se concentran principalmente en el sector residencial.
- Respecto a las barreras, se identifica que, para todas las alternativas de participación de la demanda revisados, los factores económicos o financieros, institucionales, políticos y sociales, son barreras existentes para su adopción.
- Se identifica que, respecto a las barreras para la adopción de eficiencia y conservación, son mayoritarios los trabajos que estudian sectores no residenciales respecto a los residenciales.
- Respecto a los efectos en el mercado de la difusión de microgeneración, se encontraron que tanto para el sector residencial como el no residencial se incluyen efectos de tipo económico (rentabilidad), eficiencia del sistema y tarifas injustas para los usuarios.
- Para analizar los efectos en el mercado son muy pocos los estudios que incluyen análisis de variaciones en los patrones de la curva de carga, cuando se consideran alternativas diferentes a la respuesta de la demanda, resaltándose el trabajo de (Jimenez et al., 2016) y (Eid et al., 2014), ambos para el sector residencial.
- Del análisis de limitaciones de los trabajos previos sobre difusión de microgeneración se destaca que muchos trabajos se concentran sólo en el sector residencial, además, los trabajos que analizan otros sectores no los incluyen a todos. También se resalta que en algunos trabajos el estudio se hace agregado, es decir, sin particularizar en los comportamientos diferenciados por sectores. Otra limitación adicional es que algunos trabajos no analizan los efectos en el mercado, pocos miran la curva de carga y no se hace análisis de políticas energéticas. Además, pocos trabajos incluyen análisis para economías emergentes.
- Como limitaciones de los trabajos sobre difusión de múltiples alternativas de participación de la demanda, se encuentran que éstos se enfocan principalmente en el sector residencial, hacen el análisis no sectorizado, o evalúan pocos sectores, no se evalúan los efectos en el mercado, no se estudian las alteraciones en la curva de carga (cuando no se incluye respuesta de la demanda), no se analizan políticas energéticas, y finalmente no se modela difusión, sino que, por ejemplo, se asumen escenarios de penetración.

A partir de los vacíos en la literatura identificados en las secciones previas, se plantean los siguientes como objetivos de la tesis doctoral.

## **2.6 Objetivos**

### **2.6.1 Objetivo general**

Desarrollar una plataforma para la evaluación de políticas de gestión de la demanda en mercados eléctricos.

### **2.6.2 Objetivos específicos**

1. Caracterizar políticas de gestión de la demanda eléctrica.
2. Construir un modelo que permita la evaluación de políticas de gestión de la demanda.
3. Evaluar los efectos de la integración de políticas para gestión de la demanda en mercados eléctricos a partir de su aplicación en el caso colombiano.

## **2.7 Alcance**

Desarrollo de una plataforma que permita comprender los efectos de políticas y estrategias sobre diferentes elementos de participación de la demanda, y evaluar sus consecuencias en los mercados eléctricos, con el mercado colombiano como caso de aplicación.

## **2.8 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se ofreció una revisión de literatura respecto a elementos importantes del problema de interés. Se presentaron los elementos conductores y las barreras de microgeneración, eficiencia, conservación de la energía y respuesta de la demanda, para sectores residenciales y no residenciales. Finalmente se revisaron los impactos en el mercado como consecuencia de la microgeneración, y se identificaron las limitaciones de los estudios existentes sobre microgeneración y sobre la difusión de diferentes alternativas para participación de la demanda en mercados eléctricos. Con estas revisiones en la sección 2.6 se establecieron los objetivos de la tesis.

En el Capítulo 3 se aborda el Objetivo Específico 1, en éste se presenta una caracterización de políticas para la gestión de la demanda encontradas en la literatura, y en el caso de aplicación colombiano.

## Capítulo 3. Políticas para la gestión de la demanda

En este capítulo se realiza una caracterización de diversas políticas utilizadas para la gestión de la demanda. Dicha caracterización incluye una clasificación de los tipos de políticas, así como una descripción de algunas de las políticas que se utilizan en cada categoría. Se presenta, además, información con respecto a los efectos de algunas políticas en el logro de objetivos relacionados con la gestión de la demanda, como la eficiencia energética, el desplazamiento del pico de consumo eléctrico, y el incremento en instalación de fuentes renovables de generación. Finalmente, se especifican las políticas que actualmente se encuentran en la regulación colombiana, como caso de aplicación; y se presentan las conclusiones del capítulo.

### 3.1 Caracterización de políticas para la gestión de la demanda

A través de los años se han implementado numerosas y diversas estrategias para la gestión de la demanda, bien sea por el gobierno, los usuarios, los operadores de red, las empresas de servicios públicos o los agregadores (Warren, 2014). Debido a la variedad de estrategias y políticas, en esta sección se revisarán categorías generales y se ahondará en algunos de los mecanismos de dichas categorías.

Las políticas para la gestión de la demanda han sido clasificadas siguiendo diferentes esquemas (ver por ejemplo (Economidou et al., 2020; Labandeira et al., 2020; Warren, 2014)). En este trabajo se seguirá la clasificación de (Warren, 2014), de acuerdo con la cual las políticas pueden agruparse en cuatro categorías que incluyen: políticas regulatorias u normativas, financieras, voluntarias, y políticas basadas en mercado. La **Tabla 3-1** presenta un resumen de algunas políticas utilizadas en cada categoría.

**Tabla 3-1:** Clasificación de políticas para gestión de la demanda. Fuente: Adaptado de (Warren, 2014)

Tipología	Ejemplos de políticas de gestión de la demanda
Regulatorias o normativas	Normas de productos (aparatos, equipos, edificios)
	Etiquetado de productos (aparatos, equipos, edificios)
	Obligaciones de empresas de servicios públicos
Financieras	Préstamos y subsidios
	Cargos por beneficios del sistema
	Financiación de programas de investigación y desarrollo
Voluntarias, y de información	Campañas de información
	Programas voluntarios
Orientadas al mercado	Esquemas de comercio de certificados
	Transformaciones de mercado
	Costo horario de electricidad para incentivar respuesta a la demanda

### 3.1.1 Políticas regulatorias o normativas

Las medidas de tipo regulatorio o normativo, también conocidas como estándares, establecen normas que son de obligatorio cumplimiento respecto a productos, servicios y actividades. A los productores, por ejemplo, se les obliga a ofrecer opciones de eficiencia energética, mientras que a los agentes consumidores se les exige la reducción de su consumo de energía instalando o comprando determinado tipo de productos, o productos que cumplan con ciertas especificaciones y características (Labandeira et al., 2020; Wiese et al., 2018). Las políticas pertenecientes a esta categoría, en general, se consideran instrumentos poco flexibles (Labandeira et al., 2020; Wiese et al., 2018).

De acuerdo con sus características, podrían incluirse en esta categoría políticas como las obligaciones de servicios públicos o los estándares de cartera renovable (*Renewable Portfolio Standard* o RPS), las cuales según (REN21, 2020), son utilizadas por el 17% de los países en el mundo a 2019. Las obligaciones de eficiencia energética son un mecanismo en el que los agentes procuran alcanzar los objetivos o metas de eficiencia que propone el regulador, algunos ejemplos de países que utilizan esta medida incluyen Dinamarca, Francia, Italia y el Reino Unido (Argun et al., 2021). Los RPS son mecanismos obligatorios de participación de generación de energía renovable en el mercado (Xin-gang & Yu-qiao, 2021), y podrían emplearse, por ejemplo, para promover la generación renovable en el sistema, ya sea en escala macro o de microgeneración (Rouhani et al., 2016).



Otro esquema, que podría incluirse en esta categoría es el de los objetivos de energía renovable, el cual propende por establecer metas de generación renovable y a 2019 es utilizado por el 59% de los países (REN21, 2020).

### 3.1.2 Políticas financieras

Las políticas clasificadas en esta categoría propenden por modificar el comportamiento de los usuarios a través de incentivos económicos o financieros. Incluyen aspectos como impuestos (por ejemplo sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>), subvenciones y beneficios tributarios, entre otros (Ramos et al., 2015). En la clasificación realizada por (Warren, 2014), también se incluyen las estrategias de financiación a proyectos de investigación y desarrollo.

En términos de usabilidad de las estrategias de tipo financiero a 2019, los beneficios de tipo tributario y arancelario están implementadas en 56% de los países; la inversión pública, préstamos, donaciones y subvenciones de capital se utilizan en aproximadamente 51% de los países; las licitaciones en 55% de los países, y finalmente esquemas como el Feed-In Tariff (FIT) se utilizan en un 44% del total de los países (REN21, 2020).

Este último instrumento, el FIT, ha sido especialmente conocido por su apoyo a la generación (y microgeneración) con fuentes renovables; consiste en el otorgamiento de un precio beneficioso a los generadores de energía renovable, y suele implicar contratos a largo plazo (Castaneda et al., 2020; Dong et al., 2021). Aunque este ha sido un instrumento de amplia popularidad, ha comenzado a ser reemplazado por instrumentos de mercado en diferentes economías en el mundo (Castaneda et al., 2020).

Por otro lado, de acuerdo con (IEA, 2020), el gasto en I+D en el campo de la energía ha sido creciente en los últimos años, tanto desde la perspectiva corporativa como desde el gasto público de los gobiernos. La cifra para la inversión corporativa en 2019 superó los 90 billones de dólares (USD), mientras que el gasto de los gobiernos fue de más de 30 billones de USD, destacando el gasto público en América del Norte (8,8 billones de USD), Europa (8,4 billones de USD), y China 7,9 (billones de USD) (IEA, 2020). Estas cifras cobran relevancia porque, por ejemplo, se ha estudiado que la inversión pública en I+D está ligada a la inversión en energías renovables (Wu et al., 2020)

De estas inversiones en 2019, se destaca que alrededor del 80% del gasto público en I+D se destinó a elementos que incluyen tecnologías bajas en carbono, eficiencia energética,

energías renovables, almacenamiento de energía, redes inteligentes, entre otros (IEA, 2020).

Un indicador de los efectos de estas políticas de inversión en I+D puede ser el número de patentes desarrolladas. En este sentido, los países que sobresalen en el desarrollo de patentes relacionadas con el área de energía renovables son China con 240.065 patentes y Estados Unidos con 106.171 patentes a 2020. En el caso de Colombia se destacan 474 patentes a 2019 (IRENA, 2020).

La información desagregada por tipo patente y país está disponible para 2017. En el caso de Colombia, se destacan el número de patentes relacionadas con estaciones de carga para movilidad eléctrica (24%) y almacenamiento de energía y baterías (22%). También existen desarrollos en cuanto a tecnologías de la información y la comunicación (6%), gestión de la energía eléctrica (5%) y eficiencia energética (3%) (IRENA, 2020).

### **3.1.3 Políticas voluntarias o de información**

La categoría de políticas tipo voluntarias y de información, incluye aquellas estrategias para mejorar el conocimiento a través de la divulgación de información como centros de información o campañas de mercadeo; además de algunas estrategias, especialmente orientadas a la respuesta de la demanda, en las que los usuarios actúan de forma voluntaria o a través de ciertos incentivos que no implican pagos directos (Economidou et al., 2020; Seok et al., 2021; Warren, 2014), como se explicará a continuación.

En la tipología de políticas voluntarias o basadas en incentivos, que ha sido implementada tanto en sectores residenciales como no residenciales (Haider et al., 2016), los usuarios reducen su consumo por solicitud o a través de un acuerdo contractual disponible en el mercado mayorista (Haider et al., 2016; Khan et al., 2016). Algunos de los defectos de las políticas basadas en incentivos incluyen la falta de privacidad y la escalabilidad (Haider et al., 2016).

Dentro de la categoría basada en incentivos se pueden incluir mecanismos como los programas de servicio interrumpible (IC) o el control de Carga Directo (DLC), que son de uso frecuente en países como Estados Unidos (Boßmann & Eser, 2016); y otros esquemas como los programas de licitación a la vista (DB), los programas de emergencia (EDRP),

los programas de mercado de capacidad (CMP) y los mercados de servicios auxiliares (ASM). A continuación, se describen algunas de las políticas utilizadas en esta categoría.

En los programas de servicio interrumpible/ restringible (IC) los usuarios firman contratos con sus proveedores de electricidad para que su suministro eléctrico pueda ser interrumpido bajo condiciones específicas (Gao et al., 2019). Este esquema es obligatorio, por tanto, si el usuario no lo cumple puede enfrentar sanciones (Paterakis et al., 2017).

Por su parte, en la política de control de carga directa (Direct Load Control - DLC), el operador puede controlar el uso de electricidad de los usuarios finales, encendiendo o apagando algunos equipos de consumo como electrodomésticos, para mantener o devolver el sistema a un estado normal. En las políticas de DLC el usuario se inscribe de forma voluntaria y su respuesta debe ser obligatoria, a cambio de beneficios en factura, tarifas, o pagos extra (Meyabadi & Deihimi, 2017; Paterakis et al., 2017). Es aplicado principalmente en los sectores residencial y comercial (Meyabadi & Deihimi, 2017).

La política de mercado de capacidad (CMP) es un modelo de comercio bilateral entre las empresas proveedoras y los usuarios, los cuales tienen la capacidad de reducir el consumo bajo la ocurrencia de eventos, a cambio de un beneficio denominado “pago por capacidad” (Meyabadi & Deihimi, 2017). Por otro lado, los programas de licitación a la vista (DB) son un esquema en el que los usuarios participan a través de ofertas de reducción de carga (por ejemplo: precio-cantidad). Se encuentra dirigido principalmente a grandes consumidores, los consumidores de menores tamaños pueden participar a través de agregadores (Paterakis et al., 2017).

Finalmente, en los mercados de servicios auxiliares (ASM), mecanismo que brinda seguridad de suministro a la red (Raineri et al., 2006; 2008), se propende porque los usuarios respondan de forma rápida al llamado del operador, disminuyendo su consumo, por lo cual son compensados según el precio de mercado mayorista (Meyabadi & Deihimi, 2017).

### **3.1.4 Políticas basadas en mercado**

Finalmente, en la categoría de políticas basadas en mercado se incluyen incentivos que faciliten transacciones entre agentes, y diseños tarifarios que favorezcan, por ejemplo, la respuesta a la demanda. Algunas de las políticas que hacen parte de esta categoría

incluyen los certificados de energía negociables (que a 2019 están implementados por el 16% de los países (REN21, 2020)) y esquemas como Net Metering o Net Billing que son usadas por el 36% de los países en 2019 (REN21, 2020).

La política de medición neta (Net Electricity Metering - NEM), es una política dirigida principalmente a la microgeneración y generación distribuida, en la cuál se compensa a los usuarios generadores la energía inyectada al sistema al precio de la tarifa, es decir, los precios de venta y compra de energía son iguales para los usuarios en el sistema (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2015; Sergici et al., 2019; Watts et al., 2015). Por su parte, el sistema de facturación neta (Net Electricity Billing – NEB), también dirigido a la microgeneración y generación distribuida, se diferencia del NEM en que la energía inyectada es reconocida al usuario a un valor menor al de la energía consumida, por ejemplo al precio de electricidad al por mayor (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2015; Watts et al., 2015).

También pueden incluirse dentro de la categoría de mercado, las formas de negociación virtuales y descentralizadas que permiten transacciones entre pares, como la negociación Peer-to-Peer (P2P), que se encuentran actualmente en una fase de crecimiento (Hackbarth & Löbbecke, 2020).

Por otro lado, respecto a los diseños tarifarios orientados a la respuesta de la demanda, debe mencionarse que existen múltiples mecanismos que pueden implementarse y que incluyen esquemas de precios planos o variables. Bajo precios de electricidad planos, que brindan un costo fijo al usuario, se espera que si éste desea disminuir sus costos totales disminuya la cantidad consumida (Divshali & Choi, 2016). En los esquemas de costos variables en el tiempo, por lo cual la categoría también se conoce como *esquemas de precio dinámico*; se propende porque los usuarios modifiquen su consumo en respuesta a los cambios de tarifa (Haider et al., 2016; Khan et al., 2016; Sharifi et al., 2017).

Los esquemas de Tiempo de Uso (Time of Use - ToU), Precio Pico Crítico (Critical Peak Pricing - CPP) y Precio en Tiempo Real (Real Time Pricing - RTP) hacen parte de esta categoría; la cuál ha sido ampliamente explorada en la literatura, dónde se examinan principalmente estrategias ToU o RTP (Boßmann & Eser, 2016). Las principales dificultades de ésta categoría radican en el requerimiento de sistemas de gestión y medición avanzada, así como el desequilibrio para aquellos usuarios que presentan un promedio de consumo estable (Haider et al., 2016).

El esquema de ToU establece diferencias en los precios de las horas pico, moderadas, y valle, siendo los primeros más altos que el último. Se espera, por consiguiente, que los usuarios disminuyan su consumo en las horas pico y lo desplacen a las horas valle (Khan et al., 2016; Meyabadi & Deihimi, 2017). Se considera un sistema simple y que no causa “fatiga de respuesta” a los usuarios (Khan et al., 2016). Su principal dificultad consiste en la determinación de las tarifas óptimas para cada hora (Meyabadi & Deihimi, 2017).

La política CPP es un esquema con tarifas diferenciadas por horas (como el ToU), en el que se establece un precio pico para los días del año donde se espera que el precio de energía es más alto (Khan et al., 2016; Meyabadi & Deihimi, 2017). Al igual que el ToU no genera “fatiga de respuesta”, es fácil de implementar y genera condiciones de mercado gana-gana (Khan et al., 2016).

Finalmente, en el esquema RTP los usuarios conocen los precios en tiempo real. Este esquema puede ser tipo precio por hora, donde se anuncia el precio para la hora siguiente; o precio por día, donde se anuncia desde el día anterior. En este esquema se refleja mejor el costo de la empresa proveedora del servicio de energía. Suele combinarse con tecnología de automatización para mejorar su funcionamiento, por lo tanto requiere de tecnologías de la información y comunicación (TIC); sin embargo, tiene como defecto que el precio es inestable y fluctúa hora a hora, generando incertidumbre (Khan et al., 2016; Meyabadi & Deihimi, 2017).

### **3.1.5 Evidencias de efectos de las políticas para la gestión de la demanda**

Con el fin de reconocer los efectos reportados en la literatura de diferentes políticas de gestión de la demanda, se presenta la **Tabla 3-2**. En ella se presenta un resumen de políticas implementadas, el instrumento de gestión de la demanda al que estuvo enfocado el estudio (eficiencia energética (EE), conservación (C), respuesta de la demanda (DR), microgeneración (M) o generación renovable (GR)); y los impactos que tuvo el instrumento en términos de la reducción de la demanda (DDA), precio de la propiedad (Precio Prop.), reducción promedio en el pico de demanda (Pico DDA), incremento en la capacidad instalada de renovables, tasa interna de retorno (TIR), o el período de retorno de la inversión (PBP); según lo reportado en cada estudio.

**Tabla 3-2:** Efectos de políticas para gestión de la demanda. Fuente: (Argun et al., 2021; Castaneda et al., 2020; Crago & Chernyakhovskiy, 2017; Dong et al., 2021; Hughes & Podolefsky, 2015; Khan et al., 2016; Labandeira et al., 2020; Leepa & Unfried, 2013; Matisoff & Johnson, 2017; Thakur & Chakraborty, 2019; Watts et al., 2015)

Estudio	Política	Tipo			Efectos				
		EE/C	DR	M/GR	DDA	Precio Prop.	Pico de DDA	Capacidad instalada de renovables	TIR // PBP
(Nadel, 1992)	Programas de gestión de la demanda	X			[-20%;-10%]				
(Abrahamse et al., 2005)	Retroalimentación de información	X			[-21%;2%] [-22%;0%]				
(Darby, 2006)	Retroalimentación del consumo de energía	X			[-27%;0%]				
(Fischer, 2008)	Retroalimentación del consumo de energía	X			[-20%; -1,1%]				
(Ehrhardt-Martinez et al., 2010)	Retroalimentación del consumo de energía	X			[-32%;5,5%]				
(Delmas et al., 2013)	Información	X			-7,4%				
(McKerracher & Torriti, 2013)	Retroalimentación del consumo de energía	X			[-5%;3%]				
(Mudgal et al., 2013)	Certificados de EE	X				[-5%;31%]			
(Ankamah-Yeboah & Rehdanz, 2014)	Certificados de EE	X				7,6%			
(Brown & Watkins, 2016)	Certificados de EE	X				4,3%			
(Karlin et al., 2015)	Retroalimentación del consumo de energía	X			-7,1%				
(Ramos et al., 2015)	Certificados de EE	X				[0%;29%]			
(Staddon et al., 2016)	Políticas de EE en el puesto de trabajo	X			[-50%;0%]				
(Andor & Fels, 2018)	Etiquetado e información	X			[-30%;8%]				
(Fizaine et al., 2018)	Certificados de EE	X				[3,5%;4,5%]			
(Argun et al., 2021)	Obligaciones de empresas de servicios públicos	X			[-0,4%;-5,8%]				
Información en: (Khan et al., 2016)	Cambio de carga del día siguiente		X				18,3%		
Información en: (Khan et al., 2016)	RTP		X				21,1%		
Información en: (Khan et al., 2016)	RTP + Tasa de bloqueo inclinada		X				38%		
Información en: (Khan et al., 2016)	RTP + Tasa de bloqueo inclinada		X				Aplica		

Estudio	Política	Tipo			Efectos				
		EE/C	DR	M/GR	DDA	Precio Prop.	Pico de DDA	Capacidad instalada de renovables	TIR // PBP
Información en: (Khan et al., 2016)	RTP + Tasa de bloqueo inclinada		X				[25,6%; 28,9%]		
Información en: (Khan et al., 2016)	Precios dinámicos		X				18,6%		
(Dong et al., 2021)	FIT			X				18 GW/año por cada 0,01 USD/kWh	
(Hughes & Podolefsky, 2015)	Financiero - Subsidios			X				19,1% diario por cada 0,1USD/W	
(Crago & Chernyakhovskiy, 2017)	Financiero - Incentivos			X				47% anual por cada 1USD/W	
(Matisoff & Johnson, 2017)	Financiero - Incentivos			X				500W por 1 USD	
(Leepa & Unfried, 2013)	FIT			X				84,1MW semanales por 0,1 €/kWh	
(Castaneda et al., 2020)	FIT			X				Penetración entre [23%;30%] según FIT	
(Watts et al., 2015)	NEM y NEB			X					[1%-25%]
(Thakur & Chakraborty, 2019)	NEM y NEB			X					PBP: <8 años

**Tabla 3-2:** (Continuación)

De la **Tabla 3-2** puede concluirse que los esquemas de políticas han incluido diferentes categorías, bien sea regulatorias, voluntarias o información, de mercado o financieras; y que para cada uno de los estudios presentado se han mostrado evidencias de sus impactos para favorecer la participación activa de la demanda.

## 3.2 Políticas para gestión de la demanda en Colombia

A continuación, se presenta una revisión de los mecanismos existentes en la regulación colombiana para promover elementos de gestión de la demanda.

### 3.2.1 Políticas para microgeneración

A continuación se presentan los mecanismos definidos en la ley 1715 para la promoción de generación con fuentes renovables en Colombia (Congreso de la República de Colombia, 2014). Se destaca que los esquemas que prevé la ley incluyen políticas de mercado, voluntarias, y financieras. En las especificaciones no se hace diferenciación por

sectores a los que esté dirigida una política específica, excepto, la conformación Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía (FENOGE), que está dirigido al sector residencial.

**Tabla 3-3:** Políticas para el fomento de la generación con fuentes renovables – microgeneración y generación distribuida. Fuente: (Congreso de la República de Colombia, 2014)

<b>Mecanismo</b>	<b>Clasificación</b>	<b>Público objetivo</b>	<b>Regulación relacionada</b>
Entrega de excedentes a la red de distribución y/o transporte	De mercado Esquema Net Billing	Microgeneradores	Ley 1715 Resolución 030 de 2018 Resolución 038 de 2014
Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes	De mercado Esquema Net Billing	Micro generadores de pequeña escala.	Ley 1715 Decreto 348 de 2017
Venta de energía	De mercado	Generado-res distribuidos	Ley 1715
Venta de créditos de energía	De mercado	Micro generadores	Ley 1715
Programas de divulgación masiva	Voluntario y de información	Público en general - Microgeneradores de pequeña escala	Ley 1715
Programas de divulgación focalizada	Voluntario y de información	Micro generadores	Ley 1715
Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía (FENOGE)	Financiero	Micro generadores a pequeña escala	Ley 1715
Incentivo tributario: Reducción impuesto de renta – 50% de la inversión en renovables por 5 años	Financiero	Generadores con fuentes renovables y generación distribuida	Ley 1715 Resolución 1303 de 2018 Resolución 1283 de 2016
Incentivos tributarios: IVA	Financiero	Generadores con fuentes renovables y generación distribuida	Ley 1715 Resolución 703 de 2018 Resolución 1283 de 2016
Incentivo arancelario (derechos de importación)	Financiero	Generadores con fuentes renovables y generación distribuida	Ley 1715 Resolución 703 de 2018
Incentivo contable: depreciación acelerada (tasa inferior al 20% anual)	Financiero	Generadores con fuentes renovables y generación distribuida	Ley 1715 Decreto 2143 de 2015
Fomento de la investigación	Financiero	Todos	Ley 1715



### 3.2.2 Políticas para eficiencia energética, conservación y respuesta de la demanda

En la **Tabla 3-4** se presentan mecanismos definidos por la ley 1715 para la gestión eficiente de la energía, la cual incluye mecanismos para eficiencia, conservación y respuesta de la demanda (Congreso de la República de Colombia, 2014). Es importante resaltar que se incluyen políticas de tipo financiero, voluntarias (relacionadas con la información) y regulatorias relacionadas con el etiquetado de productos.

**Tabla 3-4:** Políticas para el fomento de gestión de la energía. Fuente: (Congreso de la República de Colombia, 2014; CREG, 2006; MME & UPME, 2016)

Mecanismo	Clasificación	Público objetivo - Sector	Regulación relacionada
Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía (FENOGE)	Financiero	Residencial (estratos 1,2 y 3)	Ley 1715
Programa de promoción de la eficiencia energética: PROURE (incluye: Plan de acción indicativo, reglamentación técnica, sistemas de etiquetado, campañas de información y concientización)	Regulatorio, Voluntario	Todos	Ley 1715
Demanda desconectable voluntaria	Voluntario	No residencial	Resolución 071 de 2006
Intercambio de conocimiento en buenas prácticas	Voluntario	Sector público	Ley 1715
Fomento de la investigación	Financiera	Todos	Ley 1715
Incentivos tributarios y no tributarios (IVA, renta líquida)	Financiera	Todos	Ley 1715 (MME & UPME, 2016)

Adicionalmente existen medidas e incentivos diseñadas específicamente por sectores de consumo. La **Tabla 3-5** resume esta información para la eficiencia energética. Se observa que las políticas implementadas en este caso incluyen medidas de tipo financiera y de mercado.

**Tabla 3-5:** Medidas e incentivos para eficiencia energética en Colombia. Fuente: adaptado de (MME & UPME, 2016)

Sector	Fuente	Medida	Incentivos	Categoría
Industria	Fuerza motriz	Sustitución de motores de eficiencia estándar por motores de alta eficiencia. Aplicación potencial: 80% Eficiencia potencial: 15%	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero

Sector	Fuente	Medida	Incentivos	Categoría	
		Instalación de variadores de velocidad o Drivers. Aplicación potencial: 50% Eficiencia potencial: 30%	Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado	
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero	
			Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero	
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado	
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero	
	Iluminación	Sustitución de equipos y sistemas de iluminación de baja eficiencia. Aplicación potencial: 30% Eficiencia potencial: 40%	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero	
	Terciario	Iluminación	El rediseño del sistema de iluminación, sustitución de luminarias, automatización	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
				Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado
				Régimen especial de amortizaciones.	Financiero
			Construcción o modernización de sistemas de alumbrado público, empleando luminarias de tecnología LED y sistemas de tele gestión.	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
Acceso a certificados-Bonos de EE.				Mercado	
Régimen especial de amortizaciones.				Financiero	
Implementación de sistemas modernos de medición (avanzada o inteligente).		Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero		
Aire acondicionado		Implementación de sistemas de aire acondicionado eficientes energéticamente y libres de sustancias agotadoras de ozono, de bajo potencial de calentamiento global.	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero	
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado	
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero	

Sector	Fuente	Medida	Incentivos	Categoría
	Fuerza motriz	Uso de motores eléctricos de eficiencia alta, Premium o Súper Premium.	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero
	Calor directo	Mejoras en el diseño, la construcción y la adecuación arquitectónica de edificaciones (incluyendo mejoramiento en la transferencia de calor por los techos, ventanas y muros).	Disminución de pago de impuesto predial durante los primeros 3 o 5 años de funcionamiento	Financiero
Residencial	Iluminación	Sustitución de bombillas incandescentes y LFC por LED	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero
	Refrigeración	Sustitución de equipos de refrigeración doméstica	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero
	Aire acondicionado	Uso de equipos de aire acondicionados de alta eficiencia	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero
	Otros	Mejoramiento de eficiencia energética en edificaciones (pinturas atérmicas, extractores eólicos y otros medios de acondicionamiento ambiental por medios naturales)	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
			Acceso a certificados-Bonos de EE	Mercado
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero

Sector	Fuente	Medida	Incentivos	Categoría
			Disminución de pago de impuesto predial durante los primeros 3 o 5 años de funcionamiento.	Financiero
		Sustitución de duchas eléctricas por Sistemas Solares Térmicos, SST	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero
		Implementación de Sistemas Solares Fotovoltaicos, SFV	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por tipo de equipo de uso final.	Financiero
			Acceso a certificados-Bonos de EE.	Mercado
			Régimen especial de amortizaciones.	Financiero
		Implementación de medidores inteligentes	Incentivos tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida, esta última cuando aplique).	Financiero
		Reducción de consumo por Stand by		

**Tabla 3-5:** (Continuación)

Finalmente, la **Tabla 3-6** presenta medidas específicas para la conservación de la energía por sectores en Colombia. Se observa que las medidas se refieren a elementos voluntarios de los usuarios para disminuir su consumo.

**Tabla 3-6:** Medidas de conservación por sectores. Colombia. Fuente: (MME & UPME, 2016)

Sector	Fuente	Medida	Potencial aplicación	Potencial eficiencia
Industria	Instalaciones eléctricas	Buenas prácticas en las instalaciones eléctricas, puestas a tierra, protecciones.	40%	3%
	Aire acondicionado y refrigeración	Buenas prácticas en el uso, mantenimiento de las superficies de los intercambiadores de calor y en la correcta operación de los sistemas de refrigeración bajo las condiciones de presión y temperatura con que fueron diseñados.	70%	10%
	Fuerza motriz	Buenas prácticas en la compra, instalación, operación y	60%	10%

		mantenimiento de los sistemas de fuerza motriz		
		Buenas prácticas en la operación y mantenimiento del sistema de aire comprimido: • Control de fugas. • Reguladores de presión en las salidas. • Calidad del aire de admisión en el compresor.	10%	30%
	Iluminación	Buenas prácticas en diseño, instalación, control, mantenimiento y renovación de los sistemas de iluminación: • Uso de luz solar. • Mantenimientos simples. • Sistemas automatizados de control.	60%	30%
	Calor directo	Buenas prácticas en la carga, operación, control automatizado y mantenimiento de hornos.	40%	15%
		Cambios de procesos productivos para industrias manufactureras con sistemas de calentamiento directo.	18%	35%
	Calor indirecto	Buenas prácticas en operación y mantenimiento de sistemas de calentamiento indirecto	50%	7%
Terciario	Iluminación	Implementación de buenas prácticas		

**Tabla 3-6:** (Continuación)

### 3.3 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se caracterizaron políticas de gestión de la demanda, las cuales fueron descritas de acuerdo con su categoría principal, reconociendo cuatro naturalezas diferentes: políticas regulatorias, voluntarias o de información, financieras y de mercado. Adicionalmente se describieron medidas específicas para el caso de aplicación colombiano, las cuales se categorizaron y agruparon según los sectores objetivo.

Estos resultados son el insumo para la evaluación de políticas que se realizará en la plataforma de simulación en capítulos posteriores.

En el Capítulo 4 se presenta la metodología sobre la que se construye el modelo de simulación que permite la evaluación de políticas de gestión de la demanda.



## Capítulo 4. Metodología de modelado y evaluación de políticas

En este capítulo se describe la aproximación metodológica seleccionada para dar cumplimiento a los objetivos específicos 2 y 3 de la tesis doctoral. Para lograr este propósito se identifican las particularidades del problema que se desea analizar, y luego se selecciona una herramienta de modelado que permite representar los atributos particulares del problema de acuerdo con los objetivos definidos en el Capítulo 2.

### 4.1 Características del problema

El problema identificado en el Capítulo 1 se refiere a la incertidumbre existente frente a los efectos de la difusión de alternativas de participación de la demanda en los mercados eléctricos, y la forma en que diferentes estrategias y políticas pueden modular dichos efectos, todo esto en el marco de las transformaciones tecnológicas que actualmente enfrentan estos mercados.

Algunos autores han manifestado que las transformaciones de los mercados eléctricos se caracterizan por la **complejidad** involucrada en los procesos (Turnheim et al., 2015), y que ésta debería estar considerada en los análisis y decisiones de políticas para lograr transiciones sostenibles (Geels et al., 2018; Turnheim et al., 2015). La complejidad asociada a las transformaciones está vinculada a la existencia e intervención de multiplicidad de agentes, factores, relaciones y procesos causales; por ejemplo, el estudio de Castaneda, Franco, & Dyrner (2017), muestra que las transformaciones tecnológicas del mercado, así como las políticas de los reguladores, repercuten en la actividad y rentabilidad de las empresas prestadoras de servicios de energía.

En este mismo sentido, otra característica importante del problema es la existencia de **realimentación**, ya que, en los mercados eléctricos los agentes se adaptan a la

información que reciben del mercado; y en especial, en las transformaciones tecnológicas, las decisiones y acciones de los agentes repercuten en el funcionamiento del mercado. Por ejemplo, Cardenas et al. (2016), explican que las decisiones de inversión en el sistema eléctrico, están influenciadas por la demanda del mercado, y las políticas de los agentes reguladores; y a su vez, la demanda y las políticas dependen de la capacidad instalada producto de las decisiones de inversión. De forma similar Qudrat-Ullah (2013) explica las dinámicas de realimentación entre oferta y demanda en el mercado eléctrico canadiense.

Adicionalmente, una característica importante es la existencia de **retardos**, ya que en los mercados eléctricos no sólo las acciones de los agentes demoran en ocurrir, sino que además, los efectos de las políticas no suceden de forma inmediata sino que requieren evaluar sus consecuencias en el tiempo a medida que los agentes van reaccionando a ellas (Dyner, 2000; Morcillo et al., 2017).

Finalmente, se resalta que los sistemas energéticos son sistemas **dinámicos** donde existe **incertidumbre** en el comportamiento, debido a la existencia de relaciones **no lineales** (Morcillo et al., 2018; Mutingi, Mbohwa, & Dube, 2017; Mutingi, Mbohwa, & Kommula, 2017)

## 4.2 Requerimientos de la metodología

De acuerdo con los objetivos planteados en la sección 2.6, la metodología propuesta debe cumplir con los siguientes propósitos:

- Permitir la caracterización de las dinámicas de difusión de algunos elementos de participación de la demanda residencial y no residencial.
- Permitir la evaluación de políticas de gestión de la demanda residencial y no residencial para mercados eléctricos.

Adicionalmente, considerando las características del problema (sección 4.1), la herramienta metodológica seleccionada debe permitir analizar los procesos de difusión y los efectos de las políticas considerando las dinámicas, la complejidad, realimentación, retardos, incertidumbre y relaciones no lineales involucradas en los sistemas energéticos y las transformaciones del sector de la energía.



### 4.3 Dinámica de sistemas

Se considera que la metodología de simulación es pertinente para abordar el problema de investigación, ya que permite reproducir dinámicas de comportamientos, mejorar el entendimiento y comprensión de dinámicas sociales, predecir estados futuros, y analizar el desempeño de estrategias sin comprometer los sistemas del mundo real (Gilbert & Troitzsch, 2005). Lo cual se encuentra acorde con los propósitos de análisis de difusión de tecnologías y evaluación de políticas y estrategias.

Dentro de las herramientas de simulación se encuentra la dinámica de sistemas (Troitzsch, 2013); que se caracteriza porque captura elementos de los sistemas como realimentaciones, complejidad, retardos y no linealidades (Ahmad et al., 2016; Morcillo et al., 2018; Mutingi, Mbohwa, & Dube, 2017; Sterman, 2000). Esta metodología ya ha sido implementada en el estudio de dinámicas y políticas para mercados eléctricos (Ahmad et al., 2016; Qudrat-ullah, 2015), así como en el análisis de las transiciones en los mercados, incluyendo el mercado de energía (Bolwig et al., 2019; Papachristos, 2018). Finalmente, es una herramienta que permite la construcción de plataformas desde la perspectiva de Dynér (2000), propiciando un marco de modelado que favorece la evaluación de estrategias, políticas, y el entendimiento de los sistemas.

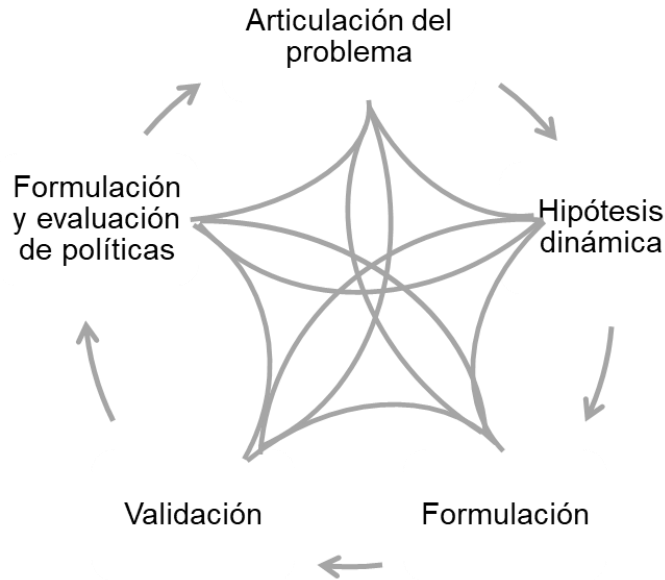
### 4.4 Etapas metodológicas

El desarrollo metodológico de esta tesis se realiza por etapas, cada una de las cuales conduce al logro de los objetivos trazados en la sección 2.6, y es acorde a las etapas metodológicas propuestas en (Sterman, 2000) para la herramienta dinámica de sistemas que se esquematizan en la **Figura 4-1**.

Como primera etapa se establece la articulación o conceptualización del problema de investigación. Esta etapa incluye la identificación de antecedentes y la revisión de literatura que dan pie a la formulación del problema y objetivos. La siguiente etapa incluye la formulación de una hipótesis dinámica que explique el funcionamiento del sistema para el problema de interés de acuerdo con la metodología de dinámica de sistemas (Sterman, 2000). De acuerdo con los resultados de las etapas anteriores, en la etapa de formulación se construye un modelo de simulación que permita caracterizar las dinámicas de difusión de mecanismos de participación de la demanda en sector residencial y sectores no

residenciales, con el mercado eléctrico colombiano como caso de aplicación; y que además permita la evaluación de políticas para la gestión de la demanda.

**Figura 4-1:** Etapas metodológicas. Fuente: adaptado de (Sterman, 2000)



Como etapa siguiente se encuentra la validación, en la cual se verifica que el modelo cumpla con un comportamiento y estructura aceptables para el problema que se estudia. Finalmente se considera la etapa de formulación y evaluación de políticas utilizando la plataforma de simulación desarrollada. Se resalta que esta última etapa incluye la definición y aplicación de criterios de evaluación del desempeño de las políticas y estrategias.

## 4.5 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se seleccionó la metodología de dinámica de sistemas como la herramienta para abordar el problema de esta tesis doctoral, y se establecieron las etapas de trabajo para el desarrollo de la plataforma.

El Capítulo 5 presenta el detalle de la construcción y validación de la plataforma de simulación para la evaluación de políticas de gestión de la demanda.

# **Capítulo 5. Plataforma para la evaluación de políticas para la gestión de la demanda en mercados eléctricos**

En este capítulo se describe el desarrollo de la plataforma para la evaluación de políticas para la gestión de la demanda en mercados eléctricos. Se presenta el contexto del caso de aplicación, se describe la estructura causal del modelo, las principales ecuaciones de su estructura, escenarios, políticas e indicadores de desempeño, los supuestos del modelo, así como el proceso de validación y el funcionamiento de la interfaz gráfica.

## **5.1 Características del caso de aplicación**

En esta sección se presentan generalidades del mercado eléctrico colombiano, el cual se seleccionó como caso de aplicación para el desarrollo de la tesis.

Desde la perspectiva legal, el marco regulatorio del mercado eléctrico colombiano se fundamenta en las leyes 142 y 143 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994b, 1994a); y que en el año 2014 fue sancionada la ley 1715 (Congreso de la República de Colombia, 2014) donde se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema.

Actualmente la matriz de generación del sector de la energía en Colombia está dominada por recursos hídricos y cuenta con una participación muy pequeña de otros recursos renovables como eólica o solar (UPME, 2015b); sin embargo, de acuerdo a las proyecciones del plan de expansión nacional, se espera que, para el año 2031, se adicionen 2858 MW de eólica, 634 MW de solar y 560 MW de solar distribuida, en el escenario uno; y 1231 MW de eólica, 1086 MW de solar y 595 MW de solar distribuida en el escenario dos (UPME, 2017).

**Tabla 5-1:** Clasificación de los sectores de consumo según código CIIU Rev. 4 AC - Colombia. Fuente: Elaboración propia.

<b>Sector Residencial</b>	
<b>Sección</b>	<b>Actividad</b>
T	Actividades de los hogares individuales en calidad de empleadores; actividades no diferenciadas de los hogares individuales como productores de bienes y servicios para uso propio
<b>Sector Industrial</b>	
<b>Sección</b>	<b>Actividad</b>
C	Industrias manufactureras
<b>Sector Terciario</b>	
<b>Sección</b>	<b>Actividad</b>
D*	Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado
E*	Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental
G	Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas
H	Transporte y almacenamiento
I	Alojamiento y servicios de comida
J	Información y comunicaciones
K	Actividades financieras y de seguros
L	Actividades inmobiliarias
M	Actividades profesionales, científicas y técnicas
N*	Actividades de servicios administrativos y de apoyo
O*	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria
P	Educación
Q	Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social
R	Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación
S*	Otras actividades de servicios
U*	Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales
<b>Otros sectores</b>	
<b>Sección</b>	<b>Actividad</b>
A	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca
B	Explotación de minas y canteras
F	Construcción

\*Sectores que presentan consumo regulado, no regulado y de alumbrado público.

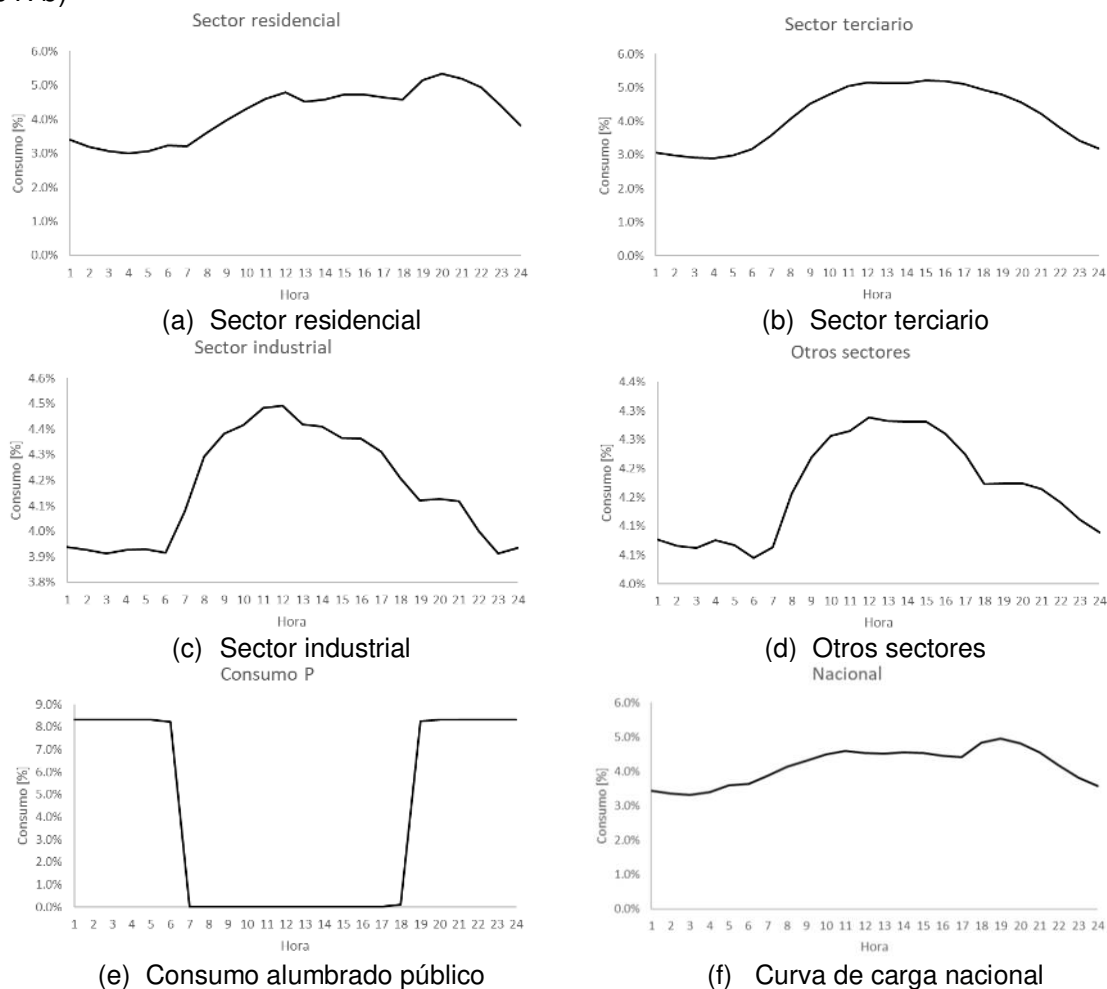
Para realizar una caracterización de la demanda de consumo eléctrico en Colombia, se determinó la separación de los grupos de consumo de acuerdo al sector económico que pertenecen según la clasificación por código CIIU revisión 4 adaptada para Colombia (DANE, 2012). La división conlleva a la caracterización de 4 grupos de consumo: sector residencial, el sector industrial, el sector terciario (que incluye comercial, servicios y público), y los otros sectores, tal como se presenta en la **Tabla 5-1**.

Nótese que en la clasificación de la **Tabla 5-1**, se marcó con \* aquellos sectores que registraron consumo del alumbrado público, el cual, de acuerdo con la información

disponible en (Xm, 2017a), sólo está registrado para las actividades pertenecientes a las secciones D, E, N, O, S y U.

A partir de la clasificación del consumo presentada en la **Tabla 5-1**, se construyeron las curvas de carga de referencia del consumo horario diario por sectores de demanda y la curva de carga nacional, utilizando información suministrada por Xm para el año 2016 (Xm, 2017a, 2017b). Las curvas típicas resultantes para cada sector de consumo, y sobre el consumo del alumbrado público se presentan en la **Tabla 5-2**.

**Figura 5-1:** Curva de carga horaria por sectores de consumo para el mercado eléctrico colombiano año 2016. Fuente: elaboración propia con información de (Xm, 2017a, 2017b)



Para algunos de los sectores identificados, la información oficial colombiana del ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética (MME & UPME, 2016) brinda una caracterización del uso de la electricidad tal como se presenta en la **Tabla 5-2**. De acuerdo con esta información sobresalen como usos principales de electricidad la

refrigeración en el sector residencial urbano, la fuerza motriz en el sector industrial, y la iluminación en el sector terciario.

**Tabla 5-2:** Uso de la energía eléctrica para algunos sectores de consumo. Fuente: elaboración propia con información de (MME & UPME, 2016; UPME, 2013)

Sector residencial		Sector Industrial*		Sector terciario	
Uso	Consumo	Uso	Consumo	Uso	Consumo
Refrigeración	39%	Fuerza motriz	75,82%	Iluminación	31,02%
Televisión	20%	Refrigeración	5,29%	Aire acondicionado	22,83%
Iluminación	10%	Iluminación	5,29%	Refrigeración	13,91%
Otros usos	10%	Aire acondicionado	2,70%	Fuerza motriz	12,38%
Aire acondicionado	7%	Otros usos	1,50%	Calor indirecto	0,90%
Ducha	6%	Calor directo	8,99%	Equipos de oficina	8,83%
Ventilación	6%	Calor indirecto	0,40%	Calor directo	7,72%
Plancha	2%			Otros usos	2,41%

\*Este consumo fue normalizado (Ver Anexo A)

La **Tabla 5-3** presentan algunos datos relevantes del mercado por sector durante el año 2019, como la tarifa promedio, el consumo promedio y los suscriptores.

**Tabla 5-3:** Información del mercado eléctrico colombiano por sector para el año 2019. Fuente: elaboración propia con información de (SUI, 2020)

	Sector residencial	Sector terciario	Sector industrial	Otros sectores
<b>Tarifa media (\$/kWh)</b>	*519,16	***475,98	358,33	432,85
<b>**Consumo promedio (kWh/mes*Suscriptor)</b>	151,47	972,28	12.270,99	5074,35
<b>Suscriptores</b>	13.639.627	1.140.204	107.191	63.274
<b>Participación en el consumo total del sistema</b>	43%	23%	27%	7%

\*Corresponde al estrato 4, que cuenta con 2,942,532 suscriptores. Se asume este estrato como el representativo del sector residencial debido a que su tarifa no contempla subsidios ni contribuciones (Arango et al., 2012).

\*\*Se calculó como el consumo total dividido por la cantidad de suscriptores. Para calcular el valor agregado por sector, se ponderó según los suscriptores de cada grupo.

\*\*\* El dato de tarifa media para el sector terciario está ponderado según la participación de los sectores comercial (87%) y oficial (13%).

De acuerdo con los datos del sistema único de información SUI (2019), en el año 2019 el sector residencial contaba con un total de 13.639.627 usuarios registrados, de los cuales el 31% pertenecían al estrato 1, el 35% al estrato 2, el 22% al estrato 3, el 8% al estrato 4, el 3% al estrato 5, y en el estrato 6 se contaba con el 2% de los suscriptores residenciales. Por su parte los sectores no residenciales contaban con un total de 1.245.404 suscriptores,

dónde el 8% pertenecían al sector industrial, el 87% estaban clasificados en el sector terciario, y el 5% restante pertenecía a los otros sectores.

Finalmente, se presenta la fórmula del costo unitario de electricidad que aplica en el mercado eléctrico colombiano de acuerdo con las resoluciones oficiales de la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG (Resolución 056 de 2007, 2007; Resolución 097 de 2008, 2008). De acuerdo con la ecuación 5-1, considerando que  $n$  representa el nivel de tensión,  $m$  el mes para el que se realiza el cálculo y  $j$  el sector (regulado o no regulado), el costo unitario ( $CU_{m,n}$ ) se calcula como la suma entre un cargo fijo ( $Cf_{m,j}$ ), y el producto del consumo por los cargos de generación ( $G_m$ ), transmisión ( $T_m$ ), distribución ( $D_{n,m}$ ), comercialización ( $Cv_m$ ), pérdidas ( $PR_{n,m}$ ) y restricciones ( $R_m$ ).

$$CU_{m,n,j} = (G_{m,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,j} + PR_{n,m,j} + R_m) * Consumo + Cf_{m,j}$$

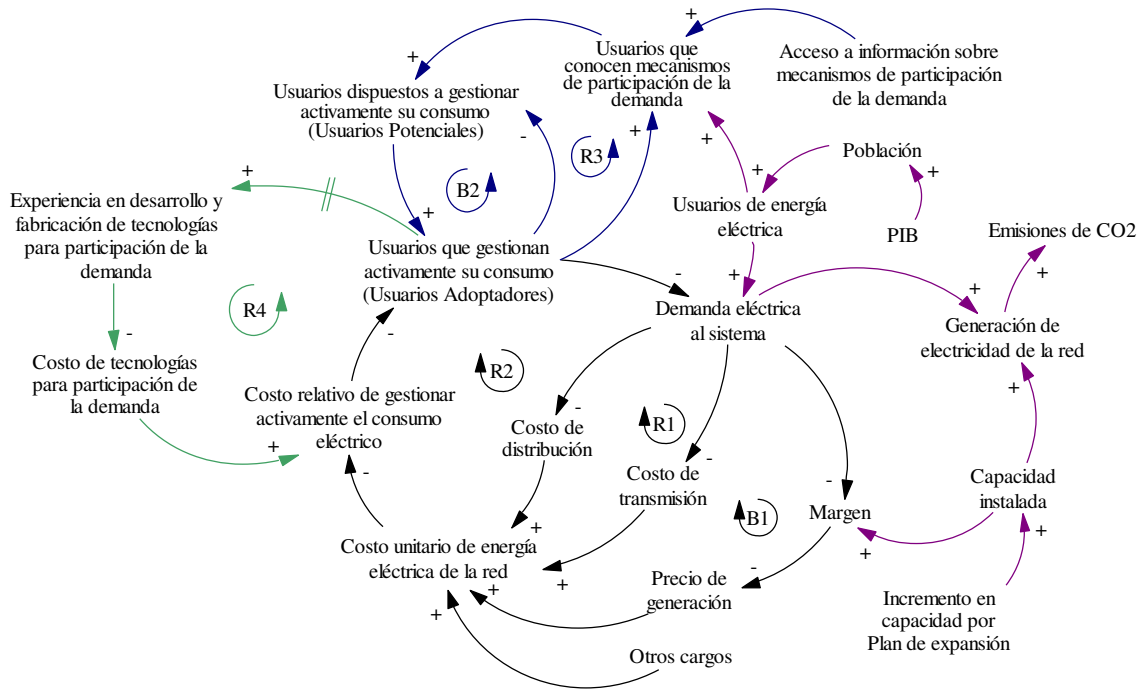
5-1

## 5.2 Hipótesis dinámica

La formulación dinámica del problema que se aborda en este trabajo está basada en las hipótesis de Cardenas et al.(2017); Dyner (2000) y Jimenez et al. (2016), donde se supone una relación causal entre el costo unitario de electricidad, la demanda de la energía eléctrica, el conocimiento de mecanismos de participación de la demanda, el costo de la tecnología asociada a un mecanismo de participación, y la decisión de los usuarios de participar o no activamente en la gestión del propio consumo. La **Figura 5-2** presenta la hipótesis dinámica del problema con la que se construye la plataforma de simulación. Esta hipótesis consta de 2 ciclos de balance y 4 de refuerzo, que se describen a continuación.

En el ciclo de balance B1 se describe que, a mayor costo unitario de energía eléctrica de la red, el costo relativo de gestionar activamente el consumo eléctrico se hará menor, por tanto, habrá más usuarios que gestionen activamente su consumo y esto implicará una menor demanda eléctrica al sistema. Una vez disminuye la demanda del sistema el margen de energía eléctrica se incrementa, lo que ocasiona que el precio de la generación disminuya, por lo que el costo unitario de la energía eléctrica de la red disminuye, balanceando su incremento inicial.

Figura 5-2: Hipótesis dinámica. Elaboración propia



Los ciclos R1 y R2 describen como la demanda eléctrica del sistema afecta los costos volumétricos de transmisión y distribución. El ciclo de refuerzo R1 indica que un incremento en el costo unitario de energía eléctrica de la red producirá un menor costo relativo de gestionar activamente el consumo eléctrico, y por tanto habrá más usuarios que gestionen activamente su consumo, lo que llevará a que se disminuya la demanda eléctrica al sistema. Una disminución en la demanda de electricidad del sistema ocasionará un aumento en el costo de transmisión, ya que éste tendrá que ser pagado por menos usuarios, lo que generará un incremento en el costo unitario de la energía eléctrica de la red, reforzando su incremento inicial.

Por su parte, el ciclo R2 muestra los efectos de las variaciones de la demanda en el costo de distribución, así si se considera un incremento en el costo unitario de energía eléctrica de la red esto ocasionará una disminución en el costo relativo de gestionar activamente el consumo eléctrico, incrementando la cantidad de usuarios que gestionan activamente su consumo, por lo que se espera que se reduzca la demanda eléctrica de estos usuarios al sistema, y por tanto, como el cargo de distribución es volumétrico según el nivel de tensión, se espera que este costo se incremente ocasionando un nuevo aumento en el costo unitario de la energía eléctrica de la red.



El ciclo R3 expone cómo los usuarios de la red pueden convertirse en usuarios que gestionan activamente su consumo a través del conocimiento de mecanismos de participación de la demanda. Así, un incremento en los usuarios que conocen mecanismos de participación de la demanda (ya sea por otros usuarios que ya gestionan activamente su consumo, o por información externa sobre estos mecanismos) ocasiona que haya una mayor cantidad de usuarios dispuestos a gestionar activamente su consumo; lo que aumenta la cantidad de usuarios que finalmente gestionan su consumo, generando el ciclo de refuerzo.

En el ciclo de balance B2, se explica que a más usuarios dispuestos a gestionar su propio consumo (o usuarios potenciales), habrá más usuarios que finalmente gestionen su consumo (o usuarios adoptadores), y que a más usuarios adoptadores se disminuirá el nivel de usuarios potenciales.

El ciclo R4, explica que además del conocimiento de los mecanismos de participación, los usuarios contemplan si las tecnologías requeridas para gestionar su consumo tienen un costo relativo favorable, esto en el caso de los mecanismos que requieren alguna inversión como la microgeneración, la eficiencia y la respuesta de la demanda; para el caso de la conservación, entonces, el costo relativo se relacionará al ahorro que implicaría el adoptar o no ciertos hábitos.

En este ciclo, a mayor costo de las tecnologías habrá un mayor costo relativo de gestionar el consumo, lo cual generará menos usuarios que gestionen su consumo (adoptadores), y por tanto habrá un mayor retraso en la experiencia dada por el aprendizaje (que se relaciona con las curvas de aprendizaje de las tecnologías para participación de la demanda), generando que los costos de la tecnología sean más altos, reforzando el comportamiento del ciclo.

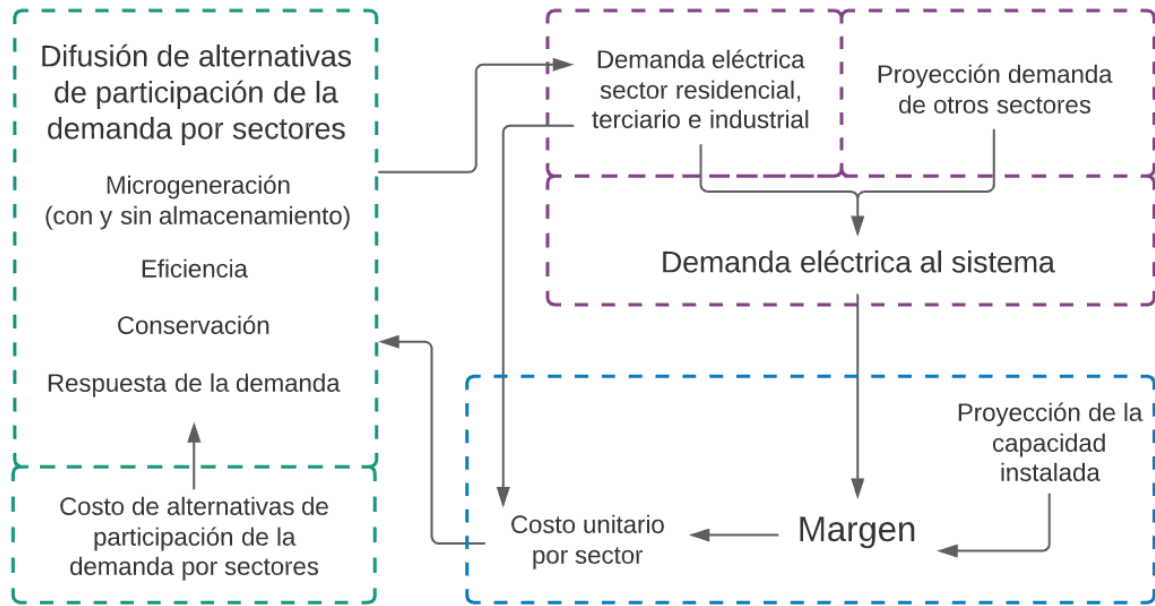
En el diagrama causal se incluyen otras variables, como el PIB, que se relaciona directamente con la cantidad de usuarios de energía eléctrica por sector en el sistema, y las emisiones de CO<sub>2</sub> que son producto de la generación de electricidad por la red eléctrica. Finalmente se presenta en la **Figura 5-2** que el margen de electricidad del sistema es afectado por la capacidad instalada, la cual, para esta tesis fue asumida como dependiente exclusivamente de los incrementos contemplados en el plan de expansión. Esto, ya que el

interés se concentra en el comportamiento desde la perspectiva de la demanda y no de la oferta de electricidad.

### 5.3 Estructura del modelo de simulación

La **Figura 5-3** presenta los principales bloques del modelo de simulación desarrollado, esta figura no incluye módulos específicos para las políticas, escenarios, o indicadores de desempeño, los cuales hacen parte transversal de todos los módulos presentados.

**Figura 5-3:** Esquema del modelo de simulación. Fuente: elaboración propia.



El modelo de simulación se compone de tres bloques que incluyen un módulo para la difusión de alternativas de participación de la demanda para los sectores residencial, terciario e industrial; un módulo para la determinación de la demanda eléctrica al sistema, la cual se calcula como la suma entre la demanda de los sectores residencial, terciario e industrial y la demanda proyectada de los otros sectores; y un último módulo dedicado al cálculo del margen de electricidad que depende de la demanda y las proyecciones de capacidad instalada, el cual permite obtener el costo unitario por sector. En la siguiente sección, se describen en detalle las principales ecuaciones que intervienen en cada módulo.

Se resalta que el modelo simula un día típico de cada mes (como tiempo de paso), el cual se analiza de forma horaria para aquellas variables que cambian durante el día, como por ejemplo la demanda eléctrica, el precio de generación y el costo unitario de generación.

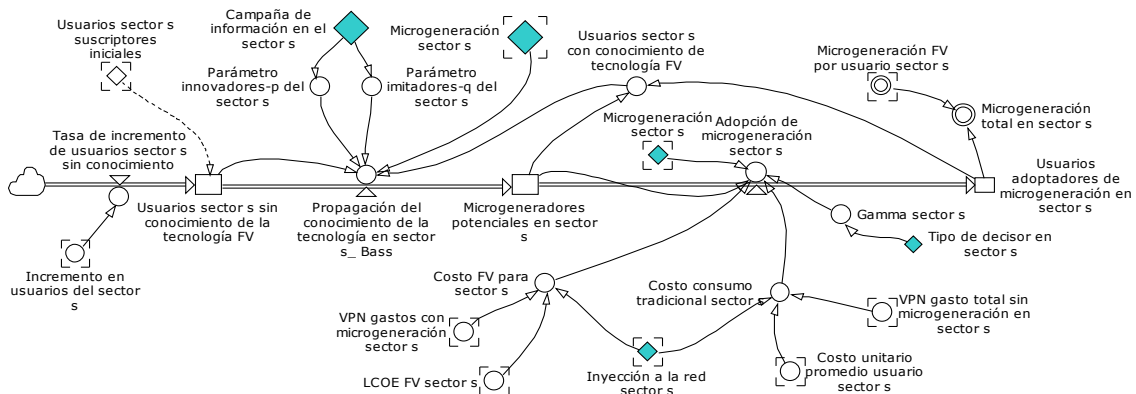
### 5.3.1 Módulo de difusión de alternativas de participación de la demanda por sectores

Este módulo simula las dinámicas de difusión de las alternativas de participación de la demanda para los sectores residencial, terciario e industrial. Para la difusión de estas alternativas, el modelo considera tanto los efectos de la información y el conocimiento de los mecanismos, como la comparación de los costos entre las opciones correspondientes. Las alternativas de participación consideradas son microgeneración con y sin almacenamiento, eficiencia energética, conservación y respuesta de la demanda. A continuación, se explica la simulación de cada una de estas alternativas a partir de las ecuaciones involucradas, y los principales supuestos con que se construyeron las ecuaciones.

#### 5.3.1.1 Difusión de microgeneración con y sin almacenamiento

En esta sección se explica la estructura básica con que se modela la dinámica de difusión de microgeneración (**Figura 5-4**) para los sectores de consumo residencial terciario e industrial, que de acá en adelante se denominará *sector s* (con  $s =$  residencial, terciario, industrial). La estructura contempla la posibilidad de adquisición de sistemas para satisfacción de consumo promedio, sistemas sobre instalados (doble del requerimiento promedio mensual) y sistemas sub instalados (la mitad del requerimiento mensual), así como la opción de añadir almacenamiento, el cual se modela asumiendo que los usuarios guardan la generación fotovoltaica y la distribuyen a lo largo del día. Estas opciones pueden seleccionarse a través de la interfaz gráfica de la plataforma como se explicará más adelante (sección 5.6).

**Figura 5-4:** Diagrama de flujos y niveles difusión de microgeneración por sectores. Fuente: elaboración propia



Seguindo la hipótesis dinámica presentada en la **Figura 5-2**, se considera que hay un conjunto de usuarios en el *sector s* sin conocimiento de la tecnología, que a través del proceso propagación del conocimiento, ya sea por información externa o por contagio social, se convierten en micro generadores potenciales. Estos usuarios potenciales toman la decisión de adquirir el sistema de microgeneración fotovoltaica al comparar el costo del sistema FV con el costo de su consumo tradicional.

Los costos dependerán del escenario que se esté modelando de forma que, si se considera que los usuarios tienen la opción de recibir compensación por inyectar a la red sus excedentes, éstos comparan el VPN de su inversión y gasto eléctrico en la vida útil de los sistemas FV (VPN gastos con microgeneración *sector s*) respecto al VPN de su consumo tradicional de la red eléctrica (VPN gasto total sin microgeneración en *sector s*). Por otro lado, si no está habilitada la política de que los usuarios puedan inyectar sus excedentes a la red eléctrica, éstos tomarán su decisión sólo comparando el costo de generación unitario de la tecnología renovable (costo nivelado de electricidad o LCOE) y el costo unitario de electricidad del sector.

A continuación, en la **Tabla 5-4** se describen, de forma genérica, las ecuaciones más relevantes de la difusión de microgeneración fotovoltaica. Los parámetros empleados para cada sector se especifican en el Anexo B.

**Tabla 5-4:** Principales ecuaciones difusión de microgeneración por sectores. Fuente: elaboración propia

<b>Variable, formulación y unidad</b>	<b>Descripción</b>
<p><b>(USC):</b> Usuarios sector <i>s</i> sin conocimiento de la tecnología FV</p> $USC(t) = USI(0) + \int_0^t (Tusc(t) - PC_{Bass}(t)) * dt$ <p>[Usuario <i>sector s</i>]</p>	Los usuarios en un sector <i>s</i> que no conocen la tecnología de microgeneración son todos los suscriptores iniciales del sector ( <b>USI</b> ), más los nuevos suscriptores ( <b>Tusc</b> ), menos los usuarios que por información ya tienen conocimiento de la tecnología.
<p><b>(UAP):</b> Microgeneradores potenciales en sector <i>s</i></p> $UAP(t) = \int_0^t (PC_{Bass}(t) - Tam(t)) * dt$ <p>[Usuario <i>sector s</i>]</p>	Los usuarios en un sector <i>s</i> que potencialmente adoptarían la tecnología de microgeneración son aquellos usuarios que conocen la tecnología ( <b>PC<sub>Bass</sub></b> ) menos los usuarios que ya han adoptado ( <b>Tam</b> ).
<p><b>(UA):</b> Usuarios adoptadores de microgeneración en sector <i>s</i></p> $UA(t) = \int_0^t (Tam(t)) * dt$ <p>[Usuario <i>sector s</i>]</p>	Los usuarios adoptadores de microgeneración en un sector <i>s</i> ( <b>UA</b> ) son aquellos usuarios que adquieren la tecnología durante el tiempo de simulación.
<p><b>(UCC):</b> Usuarios sector <i>s</i> con conocimiento de tecnología FV</p> $UCC(t) = UA(t) + UAP(t)$	Los usuarios que tienen conocimiento de la tecnología fotovoltaica ( <b>UCC</b> ) son aquellos que a través de un proceso de propagación del conocimiento han recibido información más los

Variable, formulación y unidad	Descripción
[Usuario sector s]	que han adoptado ya los sistemas de microgeneración.
<p><b>(PC<sub>Bass</sub>):</b> Propagación del conocimiento de la tecnología en sector s Bass</p> $PC_{Bass}(t) = \begin{cases} \frac{USC(t) * p + (q - p) * UCC(t) - \frac{q}{USC(t)} * UCC(t)^2}{mes}, & 'Microgeneración sector s' = 1 \\ \frac{0}{mes}, & 'Microgeneración sector s' = 0 \end{cases}$	<p>Esta variable modela los que usuarios conocen la tecnología de microgeneración. Este modelamiento se hace de acuerdo con (Bass, 1969), dónde se explica que los usuarios pueden conocer la tecnología por fuentes externas o por voz a voz. En esta fórmula, p= 'Parámetro innovadores-p del sector s'; y q= 'Parámetro imitadores-q del sector s'</p>
[Usuario sector s / mes]	
<p><b>(Tam):</b> Adopción de microgeneración sector s</p> $Tam(t) = \begin{cases} \frac{UAP(t) * \frac{CFV(t)^\gamma}{CFV(t)^\gamma + CT(t)^\gamma}}{mes}, & 'Microgeneración sector s' = 1 \\ \frac{0}{mes}, & 'Microgeneración sector s' = 0 \end{cases}$	<p>La adopción de la tecnología se modela con una función Logit, dónde el usuario selecciona de acuerdo con el costo relativo de la nueva tecnología (<b>CFV</b>) comparada con la alternativa anterior (<b>CT</b>). En esta formulación <math>\gamma</math> se refiere al parámetro 'Gamma sector s'</p>
[Usuario sector s / mes]	
<p><b>(CFV):</b> Costo FV para sector s</p> $CFV(t) = \begin{cases} \frac{VPNm(t)}{\$}, & 'Inyección a la red sector s' = 1 \\ \frac{LCOE(t)}{kWh/\$}, & 'Inyección a la red sector s' = 0 \end{cases}$	<p>En esta variable se selecciona el costo para comparar. Si se permite la inyección a la red se compara con el VPN de la inversión que considera los pagos por excedentes (<b>VPNm</b>), si no hay inyección a la red se considera el <b>LCOE</b> de la tecnología en el tiempo de comparación. La variable <b>CFV</b> es adimensional.</p>
<p><b>(CT):</b> Costo consumo tradicional sector s</p> $CT(t) = \begin{cases} \frac{VPNt(t)}{usuario/\$}, & 'Inyección a la red sector s' = 1 \\ \frac{'Costo unitario promedio del sector s'(t)}{kWh/\$}, & 'Inyección a la red sector s' = 0 \end{cases}$	<p>En esta variable se selecciona el costo para comparar. Si se permite la inyección a la red se compara con el VPN del consumo tradicional a la red (<b>VPNt</b>), si no hay inyección a la red se considera el <i>costo unitario promedio del sector s</i> cuyo cálculo se especifica en otra sección. La variable <b>CT</b> es adimensional.</p>
<p><b>(LCOE):</b> LCOE FV sector s</p>	<p>El LCOE representa el costo unitario de generación con la tecnología FV. Se calcula como la división entre los costos de la tecnología que incluyen inversión inicial (<b>Inv. In</b>) y gastos de operación y mantenimiento (<b>C</b>); y la energía total generada durante la vida útil del sistema (<b>E</b>). Todos los valores son traídos al valor presente utilizando una tasa de descuento <i>i</i>.</p>
$LCOE(t) = \frac{Inv. In + \sum_{t=1}^n \frac{C(t)}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E(t)}{(1+i)^t}}$ <p>[\$/kWh]</p>	
<p><b>(VPNm):</b> VPN gastos con microgeneración sector s</p>	<p>Es la sumatoria de los costos de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos (<b>COIM</b>) menos el ahorro por la energía que el usuario genera y no consume de la red (<b>AU</b>) y menos los ingresos por la entrega de excedentes (<b>IU</b>).</p>
$VPNm(t) = \sum_{t=0}^n (COIM(t) - AU(t) - IU(t))$ <p>[\$]</p>	
<p><b>(VPNt):</b> VPN gasto total sin microgeneración en sector s</p>	
$VPNt(t) = \sum_{t=0}^n \frac{Costo consumo usuario(t)}{(1+i)^t}$ <p>[\$/usuario sector s]</p>	<p>Es el valor presente neto del costo del consumo eléctrico a la red de un usuario del sector s.</p>

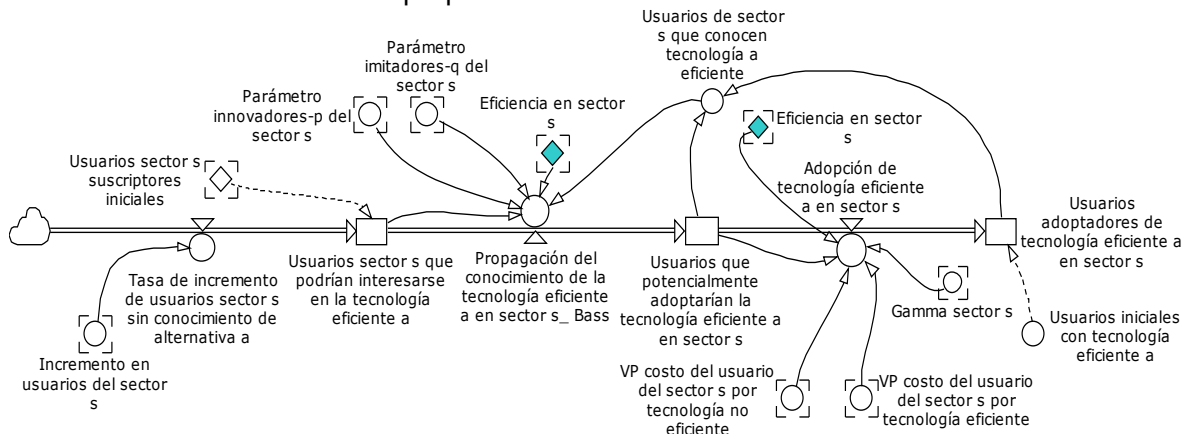
Variable, formulación y unidad	Descripción
(M): Microgeneración total en sector s	Es la microgeneración diaria que se produce en el sector s
$M(t) = 'Microgeneración\ FV\ por\ usuario\ sector\ s'$	
$* UA(t)$ [kWh]	

Tabla 5-4 (Continuación)

### 5.3.1.2 Difusión de tecnologías eficientes

En esta sección se especifica el funcionamiento de la estructura general del modelo de difusión utilizado para los electrodomésticos eficientes considerados en cada sector de consumo. El esquema genérico (**Figura 5-5**) considera que existen usuarios de un *sector s* (residencial, terciario o industrial) que podrían interesarse en adquirir una *tecnología a* (se denominará *a* al electrodoméstico para el cual se ajuste el modelo). Estos usuarios se informarán de la tecnología *a* eficiente a través de un proceso de propagación de información que incluye tanto información externa como información de otros usuarios o voz a voz, y es modelado siguiendo el modelo de difusión de Bass (1969). Una vez los usuarios conocen sobre la nueva tecnología eficiente, decidirán si adquieren o no la tecnología *a* a través de una función de *customer choice*, en dónde usando una función *logit* los usuarios comparan el costo de la opción eficiente contra una opción no eficiente de la *tecnología a*. La **Figura 5-5** ilustra la dinámica genérica. En algunos electrodomésticos como refrigeradores y aire acondicionado, debido a la disponibilidad de información y a la importancia en el consumo del usuario, se añade a ese diagrama básico la opción de reposición de equipos por obsolescencia.

Figura 5-5: Diagrama de flujos y niveles difusión de electrodomésticos eficientes por sectores. Fuente: elaboración propia



Un supuesto importante de este modelo es que se cuenta con una normativa de etiquetado activa, que permita a los usuarios identificar cuál es la eficiencia de los electrodomésticos

a comprar y su consumo promedio. Este supuesto puede hacerse debido a que en el mundo es común el uso de normativas en torno a eficiencia energética para múltiples sectores de consumo (Abdelaziz et al., 2011), y en el caso particular de Colombia, sobresale la resolución 41012 de 2015 sobre el reglamento técnico de etiquetado - RETIQ (MME, 2015b), que favorece la asequibilidad de información al usuario sobre el consumo de los electrodomésticos a adquirir. Esta información de etiquetado se hace obligatoria para refrigeradores, aire acondicionado, lavadoras, calentadores de agua, motores y gasodomésticos.

Los electrodomésticos modelados en eficiencia energética son iluminación, refrigeración y aire acondicionado en el sector residencial; iluminación, refrigeración de pequeña escala, rack de refrigeración, aire acondicionado tipo Split y minisplit, aire acondicionado tipo Chiller y motores eléctricos en el sector terciario; e iluminación, refrigeración aire acondicionado y motores eléctricos en el sector industrial. La **Tabla 5-7** describe las ecuaciones genéricas utilizadas para la construcción del diagrama de la **Figura 5-5**, el detalle de parámetros para cada tecnología y sector se encuentra en el Anexo B.

**Tabla 5-5:** Principales ecuaciones difusión de electrodomésticos eficientes por sectores. Fuente: elaboración propia

<b>Variable, formulación y unidad</b>	<b>Descripción</b>
<p><b>(USC):</b> Usuarios sector s que podrían interesarse en la tecnología eficiente a</p> $USC(t) = USI(0) + \int_0^t (Tusc(t) - PC_{Bass}(t)) * dt$ <p>[Usuario sector s]</p>	<p>Los usuarios en un sector s que podrían interesarse en la <i>tecnología a (USC)</i> son todos los suscriptores iniciales del sector (<i>USI</i>), más los nuevos suscriptores (<i>Tusc</i>), menos los usuarios que por información ya tienen conocimiento de la tecnología (<i>PC<sub>Bass</sub></i>).</p>
<p><b>(UAP):</b> Usuarios que potencialmente adoptarían la tecnología eficiente a en sector s</p> $UAP(t) = \int_0^t (PC_{Bass}(t) - Tae(t)) * dt$ <p>[Usuario sector s]</p>	<p>Los usuarios en un sector s que potencialmente adoptarían la tecnología eficiente a (<i>UAP</i>), se calcula como la integral de la diferencia entre la tasa de usuarios que van conociendo la tecnología (<i>PC<sub>Bass</sub></i>), menos la tasa de adopción (<i>Tae</i>).</p>
<p><b>(UA):</b> Usuarios adoptadores de tecnología eficiente a en sector s</p> $UA(t) = \int_0^t (Tae(t)) * dt$ <p>[Usuario sector s]</p>	<p>Los usuarios adoptadores de tecnología eficiente a en <i>sector s</i> son aquellos usuarios que adquieren la tecnología durante el tiempo de simulación.</p>
<p><b>(PC<sub>Bass</sub>):</b> Propagación del conocimiento de la tecnología eficiente a en sector s <sub>Bass</sub></p> $PC_{Bass}(t) = \begin{cases} USC(t) * p + (q - p) * UCC(t) - \frac{q}{USC(t)} * UCC(t)^2, & \text{'Eficiencia en sector } s' = 1 \\ \frac{0}{mes}, & \text{'Eficiencia en sector } s' = 0 \end{cases}$ <p>[Usuario sector s / mes]</p>	<p>Esta variable, es una tasa que modela cómo los usuarios conocen la tecnología a. Este modelamiento se hace de acuerdo con (Bass, 1969), dónde se explica que los usuarios pueden conocer la tecnología a por fuentes externas o por voz a voz. En esta fórmula, p= 'Parámetro innovadores-p del sector s'; y q= 'Parámetro imitadores-q del sector s'</p>

Variable, formulación y unidad	Descripción
<p><b>(UCC):</b> Usuarios de sector s que conocen tecnología a eficiente</p> $UCC(t) = UA(t) + UAP(t)$ <p>[Usuario sector s]</p>	Los usuarios que tienen conocimiento de la tecnología <b>(UCC)</b> son aquellos que a través de un proceso de propagación del conocimiento han recibido información más los que han adoptado ya la tecnología eficiente a.
<p><b>(Tae):</b> Adopción de tecnología eficiente a en sector s</p> $Tae(t) = \begin{cases} \frac{UAP(t) * \frac{CE(t)^\gamma}{CE(t)^\gamma + CT(t)^\gamma}}{\text{mes}}, & \text{'Eficiencia en sector s' = 1} \\ \frac{0}{\text{mes}}, & \text{'Eficiencia en sector s' = 0} \end{cases}$ <p>[Usuario sector s / mes]</p>	La adopción de la tecnología se modela con una función Logit, dónde el usuario selecciona de acuerdo con el costo relativo de la nueva tecnología eficiente <b>(CE)</b> comparada con la alternativa anterior no eficiente <b>(CT)</b> . En esta formulación $\gamma$ se refiere al parámetro 'Gamma sector s'
<p><b>(CE):</b> VP costo del usuario del sector s por tecnología eficiente</p> $CE(t) = Inv.In + \sum_{t=0}^n \frac{\text{Costo consumo } UA(t)}{(1+i)^t}$	Es el valor presente neto de los costos de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas eficientes durante la vida útil del electrodoméstico a
<p><b>(CT):</b> VP costo del usuario del sector s por tecnología no eficiente</p> $CT(t) = Inv.In + \sum_{t=0}^n \frac{\text{Costo consumo usuario}(t)}{(1+i)^t}$	Es el valor presente neto de los costos de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas no eficientes durante la vida útil del electrodoméstico a

**Tabla 5-5** (Continuación)

### 5.3.1.3 Difusión de prácticas de conservación

Para modelar este proceso se asume que la información juega un papel importante, ya que es el medio a través del cual los usuarios son conscientes de que pueden disminuir su consumo eléctrico a través de modificaciones en sus hábitos; sin embargo, la decisión final para realizar o no una práctica de conservación está ligada a la diferencia entre el gasto del consumo con y sin prácticas de conservación. Esto considerando que las decisiones financieras motivan de forma efectiva las decisiones de consumo eléctrico (Yilmaz et al., 2019).

Las prácticas de conservación se asocian a algún uso particular de la electricidad, de acuerdo con los usos comunes de cada sector (ver **Tabla 5-2**). Las medidas de conservación seleccionadas se establecieron de acuerdo con las expectativas reportadas en el plan de eficiencia energética (MME & UPME, 2016), y las prácticas ya reportadas en la Encuesta de Calidad de Vida del DANE (DANE, 2019) para el caso de los hogares.

Los hábitos de conservación modelados para cada sector incluyen mejores prácticas en los usos de iluminación, televisión y plancha en el sector residencial; iluminación y aire acondicionado en el sector terciario; e iluminación, fuerza motriz, refrigeración, aire



acondicionado, calor directo, y calor indirecto en la industria, como se presenta en la **Tabla 5-6**.

**Tabla 5-6.** Prácticas de conservación por sector y uso. Fuente: elaboración propia con información de (DANE, 2019; MME & UPME, 2016; UPME, 2013; UPME & CORPOEMA, 2014).

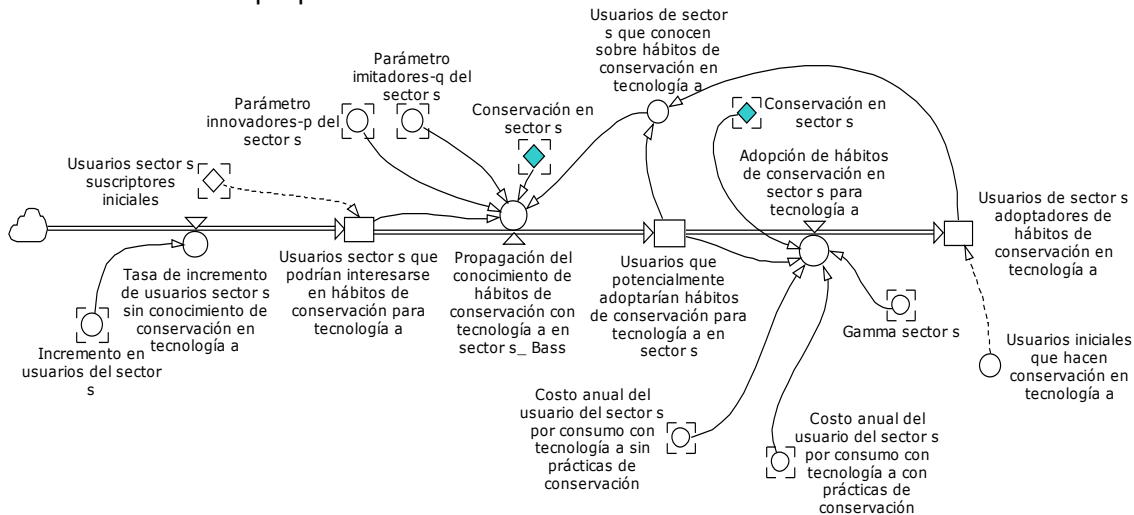
Sector	Tecnología	Prácticas de conservación
Residencial	Iluminación	<p>Apagar luces</p> <p>Usar más la luz natural</p> <p>Limpieza de lámparas y luminarias</p> <p>Utilizar colores claros en paredes, cielorraso y pisos</p> <p>Apagar las luces que no se estén utilizando</p>
	Televisión	<p>Desconexión de equipos eléctricos (Stand by o consumo fantasma)</p> <p>Apagar equipo cuando no está en uso.</p>
	Plancha	<p>Planchar la mayor cantidad de ropa en cada ocasión</p>
Terciario	Iluminación	<p>Usar más la luz natural</p> <p>Elaborar un plan de mantenimiento y limpieza para las lámparas y luminarias</p> <p>Utilizar colores claros en paredes, cielorraso y pisos</p> <p>Apagar las luces que no se estén utilizando</p>
	Aire Acondicionado	<p>Instalación adecuada con mano de obra calificada</p> <p>Operación correcta y eficiente de los equipos a las temperaturas adecuadas a la aplicación</p> <p>Ajustar termostato</p> <p>Mantenimiento adecuado que incluye verificar y realizar limpieza mensual, hacer pruebas de presión, comprar repuestos originales.</p> <p>No colocar el equipo muy cerca de zonas muy calientes, con poca ventilación o mucha contaminación de polvo y suciedad.</p>
Industria	Iluminación	<p>Buenas prácticas en diseño, instalación, control, mantenimiento y renovación de los sistemas de iluminación:</p> <p>Uso de luz solar.</p> <p>Mantenimientos simples como limpieza</p> <p>Sistemas automatizados de control.</p> <p>Utilizar colores claros en paredes, cielorraso y pisos</p> <p>Apagar las luces que no se estén utilizando</p>
	Fuerza motriz	<p>Buenas prácticas en la compra, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de fuerza motriz.</p> <p>Evitar el sobredimensionamiento de la capacidad del equipo.</p> <p>Seleccionar la mejor opción para el accionamiento (hidráulico o eléctrico)</p> <p>Realizar mantenimiento periódico</p> <p>Mano de obra calificada</p> <p>Utilizar mejores materiales</p> <p>Mejorar proceso de fabricación</p> <p>Operación a carga constante y cerca del punto de operación nominal</p>
	Refrigeración	<p>Correcta operación de los sistemas de refrigeración bajo las condiciones de presión y temperatura con que fueron diseñados los sistemas.</p> <p>Instalación adecuada con mano de obra calificada</p> <p>Operación correcta y eficiente de los equipos a las temperaturas adecuadas a la aplicación</p> <p>Mantenimiento adecuado que incluye verificar y realizar limpieza mensual, hacer pruebas de presión, comprar repuestos originales.</p> <p>No colocar el equipo muy cerca de zonas muy calientes, con poca ventilación o mucha contaminación de polvo y suciedad.</p>
	Aire Acondicionado	<p>Buenas prácticas en el uso, mantenimiento de las superficies de los intercambiadores de calor.</p> <p>Instalación adecuada con mano de obra calificada</p> <p>Operación correcta y eficiente de los equipos a las temperaturas adecuadas a la aplicación</p>

Sector	Tecnología	Prácticas de conservación
		Ajustar termostato Mantenimiento adecuado que incluye verificar y realizar limpieza mensual, hacer pruebas de presión, comprar repuestos originales. No colocar el equipo muy cerca de zonas muy calientes, con poca ventilación o mucha contaminación de polvo y suciedad.
	Calor directo	Buenas prácticas en la carga, operación, control automatizado y mantenimiento (de hornos). Emplear mano de obra calificada Mantenimiento adecuado
	Calor indirecto	Buenas prácticas en operación y mantenimiento de sistemas de calentamiento indirecto. Emplear mano de obra calificada Mantenimiento adecuado

Tabla 5-6 (Continuación)

La Figura 5-7 ilustra un esquema genérico de cómo se modela la difusión de las prácticas por uso de la tecnología (tecnología a) en cada sector (sector s).

Figura 5-6: Diagrama de flujos y niveles difusión de hábitos de conservación por sectores. Fuente: elaboración propia



En la Tabla 5-7 se describen, de forma genérica, las ecuaciones más relevantes de la difusión de prácticas de conservación, utilizando los términos *tecnología a* para referirse a las diferentes tecnologías en las que se realizan hábitos de conservación por sector, y *sector s* para referirse a los sectores residencial, terciario o industrial.

Tabla 5-7: Principales ecuaciones difusión de prácticas de conservación por sectores. Fuente: elaboración propia

Variable, formulación y unidad	Descripción
(USC): Usuarios sector s que podrían interesarse en hábitos de conservación para tecnología a	Los usuarios en un sector s que podrían interesarse en hábitos de conservación para tecnología a son todos los suscriptores iniciales del sector (USI), más el ratio de

Variable, formulación y unidad	Descripción
$USC(t) = USI(0) + \int_0^t (Tusc(t) - PC_{Bass}(t)) * dt$ <p>[Usuario sector s]</p>	nuevos suscriptores ( <b>Tusc</b> ), menos el ratio de usuarios que por información ya tienen conocimiento de las prácticas de conservación para la tecnología a ( <b>PC<sub>Bass</sub></b> ).
<p>(<b>UAP</b>): Usuarios que potencialmente adoptarían hábitos de conservación para tecnología a en sector s</p> $UAP(t) = \int_0^t (PC_{Bass}(t) - Tac(t)) * dt$ <p>[Usuario sector s]</p>	Los usuarios en un sector s que potencialmente adoptarían hábitos de conservación para tecnología a ( <b>UAP</b> ), es la relación entre la tasa de usuarios que conocen la tecnología ( <b>PC<sub>Bass</sub></b> ) menos la tasa de usuarios que adoptan ( <b>Tac</b> ).
<p>(<b>UA</b>): Usuarios de sector s adoptadores de hábitos de conservación en tecnología a</p> $UA(t) = \int_0^t (Tac(t)) * dt$ <p>[Usuario sector s]</p>	Los usuarios adoptadores de hábitos de conservación en tecnología a, de un sector s ( <b>UA</b> ), son aquellos usuarios que adquieren la tecnología ( <b>Tac</b> ) durante el tiempo de simulación.
<p>(<b>UCC</b>): Usuarios de sector s que conocen sobre hábitos de conservación en tecnología a</p> $UCC(t) = UA(t) + UAP(t)$ <p>[Usuario sector s]</p>	Los usuarios que tienen conocimiento de los hábitos de conservación en tecnología a ( <b>UCC</b> ) son aquellos que, a través de un proceso de propagación del conocimiento, han recibido información ( <b>UAP</b> ), más los que han adoptado ya hábitos de conservación en la tecnología a ( <b>UA</b> ).
<p>(<b>PC<sub>Bass</sub></b>): Propagación del conocimiento de hábitos de conservación con tecnología a en sector s<sub>Bass</sub></p> $PC_{Bass}(t) = \begin{cases} \frac{USC(t) * p + (q - p) * UCC(t) - \frac{q}{USC(t)} * UCC(t)^2}{mes}, & 'Conservación en sector s' = 1 \\ \frac{0}{mes}, & 'Conservación en sector s' = 0 \end{cases}$ <p>[Usuario sector s / mes]</p>	Esta variable modela cómo los usuarios conocen los hábitos de conservación para una tecnología a, este modelamiento se hace de acuerdo con (Bass, 1969), donde se explica que los usuarios pueden conocer la tecnología por fuentes externas o por voz a voz. En esta fórmula, p= 'Parámetro innovadores-p del sector s'; y q= 'Parámetro imitadores-q del sector s'
<p>(<b>Tac</b>): Adopción de hábitos de conservación en sector s para tecnología a</p> $Tac(t) = \begin{cases} \frac{UAP(t) * \frac{CC(t)^\gamma}{CC(t)^\gamma + CT(t)^\gamma}}{mes}, & 'Conservación en sector s' = 1 \\ \frac{0}{mes}, & 'Conservación en sector s' = 0 \end{cases}$ <p>[Usuario sector s / mes]</p>	La adopción de los hábitos de conservación en una tecnología a ( <b>Tac</b> ) se modela con una función Logit, donde el usuario selecciona de acuerdo con el costo relativo electricidad con los nuevos hábitos de consumo ( <b>CC</b> ) respecto a su consumo tradicional sin hábitos de conservación ( <b>CT</b> ). En esta formulación $\gamma$ se refiere al parámetro 'Gamma sector s'
<p>(<b>CC</b>): Costo anual del usuario del sector s por operación con tecnología a con prácticas de conservación</p> $CC(t) = \sum_{t=0}^n \frac{Costo consumo UA(t)}{(1 + i)^t}$	Es el valor presente neto del costo del consumo eléctrico a la red de un usuario del sector s que realiza prácticas de conservación para la tecnología a.
<p>(<b>CT</b>): Costo consumo tradicional sector s</p> $CT(t) = \sum_{t=0}^n \frac{Costo consumo usuario(t)}{(1 + i)^t}$	Es el valor presente neto del costo del consumo eléctrico a la red de un usuario del sector s que no realiza prácticas de conservación.

Tabla 5-7: (Continuación)

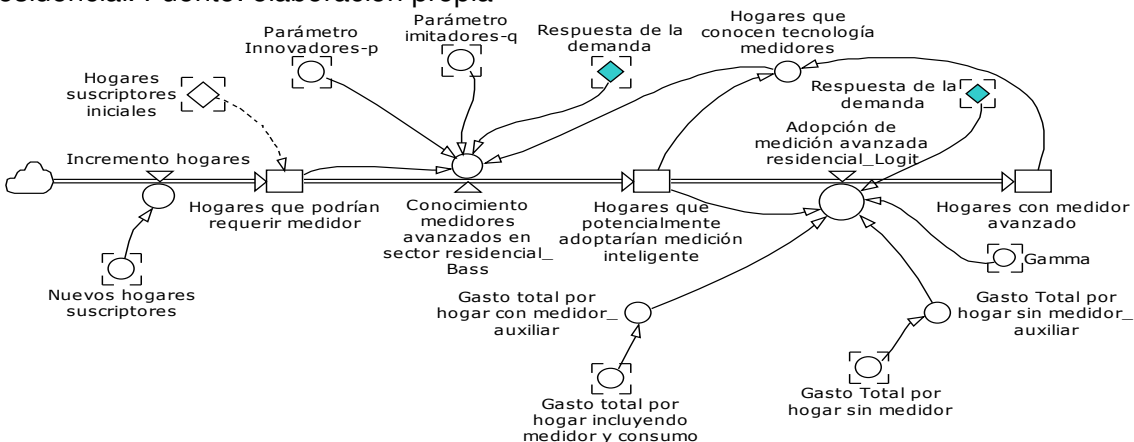
### 5.3.1.4 Difusión de medidores inteligentes para respuesta de la demanda

Se asume que el mecanismo de respuesta de la demanda (DR) se realiza de forma voluntaria por parte de los usuarios y, por tanto, está sujeto a que éstos conozcan el costo de la electricidad. De esta manera, los usuarios que deseen realizar DR deberán contar con medidores avanzados (o inteligentes) para conocer el valor de la energía eléctrica, y por ello, en esta sección se explicará el proceso de difusión de medidores inteligentes.

Un supuesto adicional sobre la DR es que sólo sucede de forma voluntaria en el sector residencial en los usos de televisión, plancha y el denominado “otros usos”. Este supuesto se establece debido a que el consumo de la electricidad en los sectores terciario e industrial obedece a necesidades y hábitos más racionales, ligados a sus actividades productivas (Paterakis et al., 2017).

La **Figura 5-7** presenta el proceso de difusión de los medidores inteligentes en el sector residencial. En este se explica que todos los hogares que están actualmente en el sistema podrían convertirse en hogares que potencialmente adopten la tecnología de medición inteligente a través de un proceso propagación de información modelado de acuerdo con (Bass, 1969). Los hogares que conocen la tecnología de medición toman la decisión de adquirirla a través de una decisión comparativa de los costos, modelada con una función Logit, donde se compara el valor total de la inversión inicial más el consumo eléctrico cuando se cuenta con un medidor inteligente y se realiza DR, contra el valor total del consumo si no se adquiere la tecnología de medición inteligente y, por tanto, no se realiza DR.

**Figura 5-7:** Diagrama de flujos y niveles difusión de medidores inteligentes en el sector residencial. Fuente: elaboración propia



En la **Tabla 5-8** se describen, de forma genérica, las ecuaciones más relevantes de la difusión de medidores inteligentes para respuesta de la demanda. El detalle de parámetros se encuentra en el Anexo B.

**Tabla 5-8:** Principales ecuaciones difusión de medición avanzada en el sector residencial. Fuente: elaboración propia

Variable, formulación y unidad	Descripción
<p><b>(HSM):</b> Hogares que podrían requerir medidor</p> $HSM(t) = HSI(0) + \int_0^t (Thsm(t) - PC_{Bass}(t)) * dt$ <p>[Hogares]</p>	<p>Los hogares que podrían requerir medidor (<b>HSM</b>) son todos los hogares suscriptores del sector (incluyendo los hogares iniciales (<b>HSI</b>) y los suscriptores que van entrando al sistema (<b>Thsm</b>)), menos los que por información van adquiriendo conocimiento de la tecnología de medición avanzada (<b>PC<sub>Bass</sub></b>)</p>
<p><b>(HCC):</b> Hogares que conocen tecnología medidores</p> $HCC(t) = HA(t) + HAP(t)$ <p>[Hogares]</p>	
<p><b>(HAP):</b> Hogares que potencialmente adoptarían medición inteligente</p> $HAP(t) = \int_0^t (PC_{Bass}(t) - Tam(t)) * dt$ <p>[Hogares]</p>	<p>Los hogares que potencialmente adoptarían la tecnología de medición avanzada (<b>HAP</b>) son aquellos usuarios que van conociendo la tecnología (<b>PC<sub>Bass</sub></b>) menos los usuarios que van adoptando (<b>Tam</b>).</p>
<p><b>(HA):</b> Hogares con medidor avanzado</p> $HA(t) = \int_0^t (Tam(t)) * dt$ <p>[Hogares]</p>	
<p><b>(PC<sub>Bass</sub>):</b> Conocimiento de medidores avanzados en sector residencial Bass</p> $PC_{Bass}(t) = \begin{cases} \frac{HSM(t) * p + (q - p) * HCC(t) - \frac{q}{HSM(t)} * HCC(t)^2}{mes} & 'Respuesta de la demanda' = 1 \\ \frac{0}{mes} & 'Respuesta de la demanda' = 0 \end{cases}$ <p>[Hogares/mes]</p>	<p>Esta variable modela cómo los usuarios conocen la tecnología, este modelamiento se hace de acuerdo con (Bass, 1969), dónde se explica que los usuarios pueden conocer la tecnología por fuentes externas o por voz a voz. En esta fórmula, p= 'Parámetro innovadores-p'; y q= 'Parámetro imitadores-q'</p>
<p><b>(Tam):</b> Adopción de medición avanzada Logit</p> $Tam(t) = \begin{cases} \frac{HAP(t) * \frac{CMA(t)^{\gamma}}{CMA(t)^{\gamma} + CT(t)^{\gamma}}}{mes} & 'Respuesta de la demanda' = 1 \\ \frac{0}{mes} & 'Respuesta de la demanda' = 0 \end{cases}$ <p>[Hogar / mes]</p>	
<p><b>(CMA):</b> Gasto total por hogar con medidor auxiliar</p> $CMA(t) = \frac{VPNma(t)}{\$/Hogar}$	<p>Esta variable representa el gasto total de un hogar cuando se utiliza el medidor, incluyendo inversión inicial y gasto operativo. Y se utiliza de forma adimensional para introducirlo en la función Logit.</p>
<p><b>(CT):</b> Gasto Total por hogar sin medidor auxiliar</p> $CT = \frac{VPnt(t)}{\$/Hogar}$	
<p><b>(VPNma):</b> Gasto total por hogar incluyendo medidor y consumo</p>	

Variable, formulación y unidad	Descripción
$VPNma(t) = Inv.In + \sum_{t=0}^n \frac{Gasto\ por\ hogar\ con\ medidorHA(t)}{(1+i)^t}$ <p style="text-align: center;">[\$/Hogar]</p>	Es la sumatoria de los costos de inversión y operación sistemas de medición avanzada, incluyendo el costo del consumo a la red
<p>(VPNT): Gasto total por hogar sin medidor</p> $VPNT(t) = \sum_{t=0}^n \frac{Costo\ consumo\ hogar\ sin\ medidor(t)}{(1+i)^t}$ <p style="text-align: center;">[\$/Hogar]</p>	Es el valor presente neto del costo del consumo eléctrico a la red de un hogar que no tiene medición avanzada

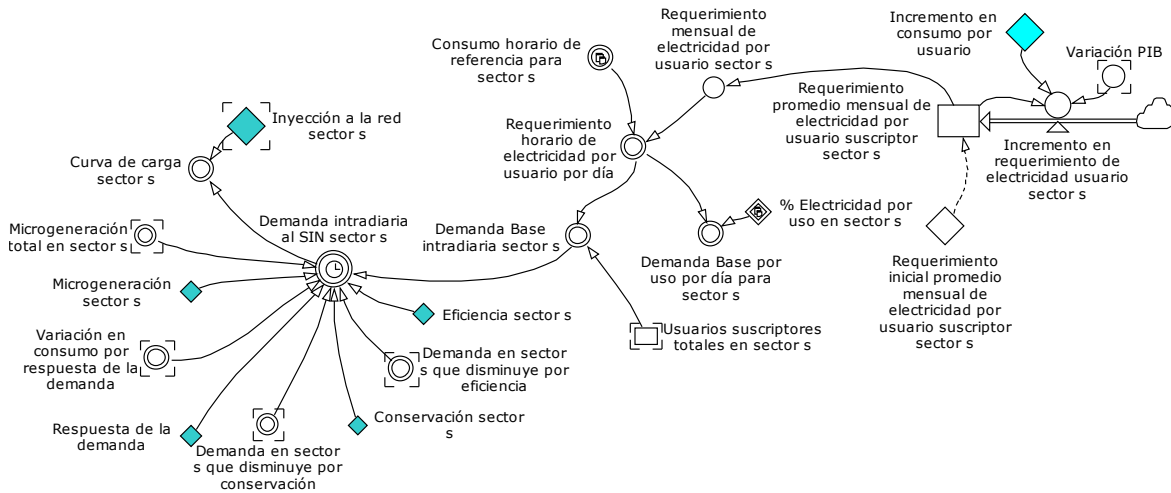
Tabla 5-8: (Continuación)

### 5.3.2 Módulo de demanda eléctrica

Este módulo incluye el cálculo de la demanda eléctrica de cada sector, la proyección de la demanda de los otros sectores y el cálculo de la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN); así como el cálculo de las respectivas curvas de carga por sector y para el SIN.

#### 5.3.2.1 Demanda intradiaria por sector

Figura 5-8: Diagrama de flujos y niveles representativo del cálculo de la demanda intradiaria por sector. Fuente: elaboración propia



La Figura 5-8 presenta el esquema del cálculo de la demanda intradiaria del sector s. La demanda de cada sector dependerá del requerimiento intradiario de los usuarios, el cual podría fluctuar de acuerdo con las variaciones del PIB (y con el escenario de simulación) que se modela de acuerdo con los ajustes presentados en el Anexo C. A ese requerimiento promedio del usuario se le restan los ahorros por eficiencia y conservación, y la energía que los usuarios generan a través de sistemas de microgeneración (con o sin

almacenamiento); y se adicionan las variaciones que los usuarios residenciales hacen por su respuesta de la demanda, como se explica en la ecuación 5-2, donde  $s$  representa el sector (residencial, terciario o industrial) y  $h$  representa la hora del día.

$$\begin{aligned}
 & \text{Demanda intradiaria al SIN}(t)_{s,h} \\
 &= \text{Demanda base}(t)_{s,h} \\
 &+ \text{variación en consumo por respuesta de la demanda}(t)_{s,h} - \text{Eficiencia}(t)_{s,h} \\
 &- \text{Conservación}(t)_{s,h} - \text{Microgeneración}(t)_{s,h}
 \end{aligned}$$

5-2

La  $\text{Demanda base}(t)_{s,h}$  representa el consumo base intradiario del sector  $s$ , en la hora  $h$  y se calcula de acuerdo con la ecuación 5-3, donde  $\text{Requerimiento}(t)_{s,h}$  representa el requerimiento intradiario de electricidad por usuario del sector  $s$ .

$$\text{Demanda base}(t)_{s,h} = \text{Requerimiento}(t)_{s,h} * \text{Usuarios suscriptores totales}(t)_s$$

5-3

La  $\text{variación en consumo por respuesta de la demanda}(t)_{s,h}$  representa los cambios en el consumo del sector  $s$  por respuesta de la demanda en cada hora del día, para el periodo  $t$ , y se calcula de acuerdo con las ecuaciones 5-4, 5-5 y 5-6

$$\text{variación en consumo por respuesta de la demanda}(t)_{s,h} = \begin{cases} \text{Cambio consumo}(t)_{s,h} - \text{Consumo}(t)_{s,h}, & \text{Si } s = \text{residencial} \\ 0 & \text{otro caso} \end{cases}$$

5-4

$$\text{Cambio consumo}(t)_{s,h} = \frac{cu(t-1)_{s,h}}{\sum_{h=1}^{24} cu(t-1)_{s,h}} * \sum_{h=1}^{24} \text{Consumo}(t)_{s,h}$$

5-5

$$\text{Consumo}(t)_{s,h} = \text{Demanda base}(t-1)_{s,h}^* * \frac{HA(t)_s}{HT(t)_s}$$

5-6

En esta ecuación la  $\text{Demanda base}(t-1)_{s,h}^*$  es la demanda base horaria de los usos que pueden moverse por respuesta de la demanda en el sector residencial (Ver sección 5.3.1.4);  $HA(t)$  son los usuarios con medidores inteligentes en el momento  $t$  en el sector residencial, y  $HT(t)$  son los usuarios totales en el momento  $t$  en el sector residencial. El  $cu$  es el costo unitario del sector  $s$  en cada hora del día.

$Eficiencia(t)_{s,h}$  representa la demanda en el sector  $s$  que disminuye por eficiencia en las tecnologías consideradas (tecnología  $a$ ) en cada hora del día, y se calcula de acuerdo con la ecuación 5-7.

$$Eficiencia(t)_{s,h} = \sum_{a=1}^n Consumo(t)_{a,s,h} * \%Eficiencia_{a,s} * UA(t)_{a,s} \quad 5-7$$

Donde  $UA(t)_{a,s}$  son los usuarios de sector  $s$  adoptadores de la tecnología eficiente  $a$  en cada momento del tiempo.  $Consumo(t)_{a,s,h}$  se refiere al consumo de electricidad horario para los usuarios del sector  $s$  en la tecnología  $a$ ; y  $\%Eficiencia_{a,s}$  se refiere al % de ahorro en el consumo en el sector  $s$  por la eficiencia en el electrodoméstico eficiente  $a$ .

Por otro lado,  $Conservación(t)_{s,h}$  representa la demanda en sector  $s$  que disminuye por prácticas de conservación en todas las tecnologías consideradas (tecnología  $a$ ) en el sector  $s$  en cada hora del día, y se determina siguiendo la ecuación 5-8.

$$Conservación(t)_{s,h} = \sum_{a=1}^n Consumo(t)_{a,s,h} * \%Disminución\ en\ consumoBP_{a,s} * UA(t)_{a,s} \quad 5-8$$

Donde  $UA(t)_{a,s}$  son los usuarios de sector  $s$  adoptadores de hábitos de conservación en tecnología  $a$  en el tiempo.  $Consumo(t)_{a,s,h}$  se refiere al consumo de electricidad horario para los usuarios del sector  $s$  en la tecnología  $a$ .  $\%Disminución\ en\ consumoBP_{a,s}$  se refiere al porcentaje de disminución en el consumo del sector  $s$  por buenas prácticas en la tecnología  $a$ .

Finalmente,  $Microgeneración(t)_{s,h}$  representa la microgeneración en el sector  $s$  en cada hora del día, y se calcula de acuerdo con las ecuaciones 5-9 y 5-10.

$$Microgeneración(t)_{s,h} = Microgeneración\ usuario_{s,h} * UA(t)_s \quad 5-9$$

$$Microgeneración\ usuario_{s,h} = CI_s * Ef.* Disponibilidad\ solar_h \quad 5-10$$

En estas ecuaciones  $UA(t)_s$  son los usuarios adoptadores de microgeneración en el sector  $s$  en cada momento del tiempo,  $CI_s$  es la capacidad instalada de los sistemas de



generación en el sector  $s$ ,  $Ef.$  es la eficiencia promedio de los paneles.  $Disponibilidad\ solar_h$  refleja la disponibilidad del recurso solar durante cada hora del día. En el caso en que hay almacenamiento se asume que la  $Disponibilidad\ solar_h$  es el promedio de la disponibilidad del recurso en el día; y en el caso en que no hay almacenamiento se utiliza una curva de radiación solar (ó % Radiación solar) para cada hora del día (Ver Anexo B).

### 5.3.2.2 Curva de carga por sector

Para el cálculo de la curva de carga del *sector*  $s$ , se considera si éste tiene activa la política de inyección a la red. En el caso en que se permite la inyección a la red, la curva de carga horaria por sector tomará el valor de la demanda intradiaria al SIN del respectivo sector en cada hora del día ( $DISIN(t)_{s,h}$ ). En el caso en que no se permita la inyección a la red, la curva de carga toma el valor  $DISIN(t)_{s,h}$  en las horas en que  $DISIN(t)_{s,h}$  es positiva, o el valor cero cuando se reporta una demanda negativa en el sistema  $DISIN(t)_{s,h} < 0$  (es decir, en las horas en que existen excedentes de microgeneración en el sector  $s$ ). El cálculo de la curva de carga horaria por sector se detalla en la expresión 5-11.

$$Curva\ de\ carga(t)_{s,h} = \begin{cases} DISIN(t)_{s,h}, & Si\ hay\ inyección\ a\ la\ red_s \\ \begin{cases} DISIN(t)_{s,h}, & Si\ DISIN(t)_{s,h} \geq 0 \\ 0, & Si\ DISIN(t)_{s,h} < 0 \end{cases}, & Si\ no\ hay\ inyección\ a\ la\ red_s \end{cases}$$

5-11

Donde  $DISIN(t)_{s,h}$ : Demanda intradiaria al SIN<sub>s,h</sub>;  $s$ : sector residencial, terciario o industrial; y  $h$ : hora del día 1,2, ... 24

### 5.3.2.3 Demanda intradiaria y curva de carga del sistema

La demanda intradiaria Total del Sistema (DITSIN) se calcula considerando la demanda intradiaria de cada sector al SIN (DISIN) y la demanda intradiaria proyectada de los otros sectores(DO), como se presenta en la **Figura 5-9** y en la ecuación 5-12.

$$DITSIN(t)_h = DO(t)_h + \sum_{s=1}^3 DISIN(t)_{s,h}^*$$

5-12

Donde,  $DITSIN(t)_h$  es *Demanda Intradiaria Total del Sistema* en la hora  $h$ ;  $DO(t)_h$  es la *Demanda otros sectores* en la hora  $h$  y  $DISIN(t)_{s,h}^*$  corresponde a la ecuación 5-13 para cada sector  $s$  ( $s = 1, 2$  o  $3$ ; con  $1 =$  residencial,  $2 =$  terciario y  $3 =$  industrial) en la hora  $h$ .

$$DISI(t)N_{s,h}^* = \begin{cases} DISIN(t)_{s,h}, & \text{Si hay inyección a la red}_s \\ \begin{cases} DISIN(t)_{s,h}, & \text{Si } DISIN(t)_{s,h} \geq 0 \\ 0, & \text{Si } DISIN(t)_{s,h} < 0 \end{cases}, & \text{Si no hay inyección a la red}_s \end{cases}$$

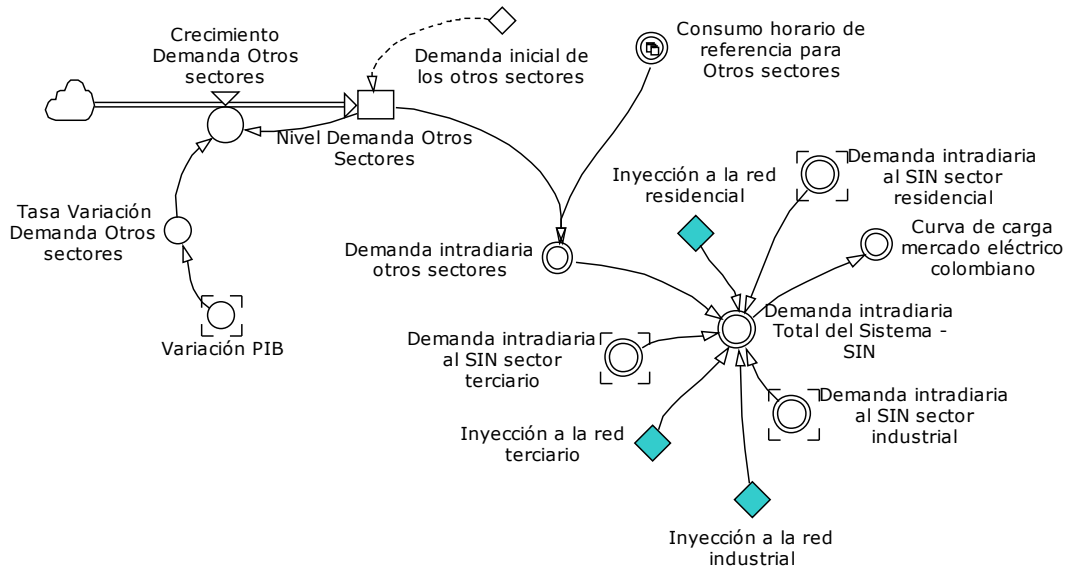
5-13

Para la curva de carga del mercado eléctrico colombiano, se considera que ésta es igual a la demanda intradiaria total del Sistema ( $DITSIN(t)_h$ ), pues su cálculo se realiza de forma horaria, como se refleja en la ecuación 5-14

$$\text{Curva de carga mercado eléctrico colombiano}(t) = DITSIN(t)_h$$

5-14

**Figura 5-9:** Diagrama de flujos y niveles representativo del cálculo de la demanda intradiaria de los otros sectores y del SIN. Fuente: elaboración propia.



### 5.3.3 Módulo de la formación del costo unitario por sector

Esta sección presenta cómo se realiza la proyección de la capacidad instalada, el cálculo del margen y la determinación del costo unitario para cada sector de consumo. La **Figura 5-10**, muestra que la capacidad instalada del sistema se calcula de acuerdo con las proyecciones del plan de expansión de generación y transmisión de referencia (UPME, 2017). A su vez, el margen del sistema se calcula de forma horaria de acuerdo con la

ecuación 5-15, este margen que representa la relación entre la oferta y la demanda hora a hora del día (con  $h = 1,2,\dots,24$ ), se utiliza para calcular el precio de generación del sistema.

$$\text{Margen horario}(t) = \frac{\text{Generación SIN}(t)_h - \text{Demanda SIN}(t)_h}{\text{Demanda SIN}(t)_h}$$

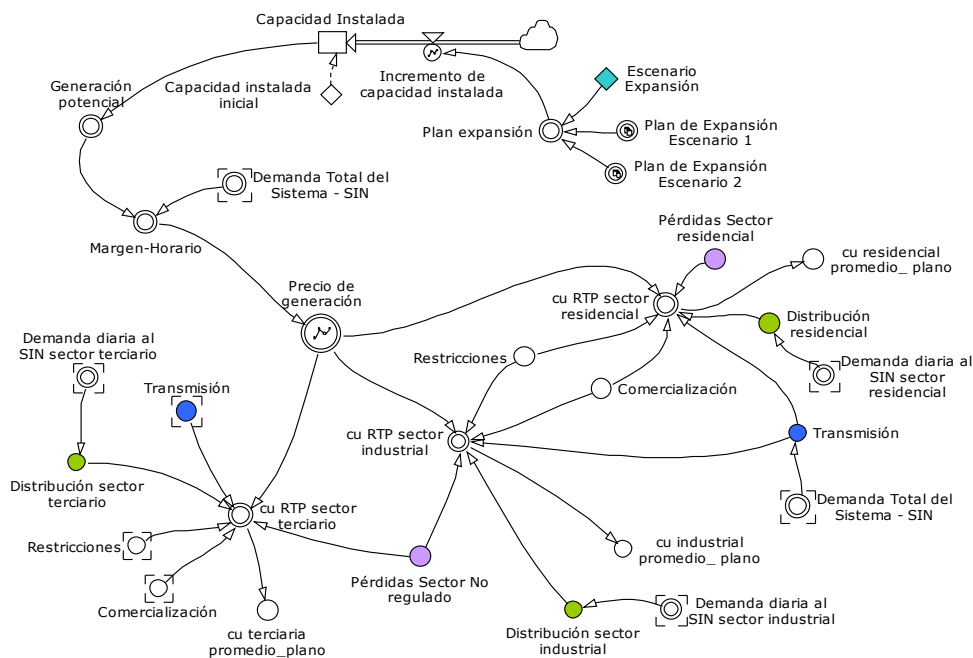
5-15

El precio de generación del sistema ( $G$ ), así como los valores del componente de transmisión ( $T$ ), comercialización ( $C$ ), y las restricciones ( $R$ ) son iguales para todos los sectores. El componente de transmisión, en particular, depende de la demanda total del sistema, mientras el componente de distribución ( $D$ ) depende de la demanda de cada sector. Finalmente, el valor de las pérdidas ( $P_s$ ) se calcula de acuerdo con si el sector es sector regulado o no regulado. El cálculo del costo unitario ( $cu$ ) es la suma de cada uno de los componentes, siguiendo la ecuación 5-16.

$$cu_s = G + T + D_s + C + P_s + R$$

5-16

**Figura 5-10:** Diagrama de flujos y niveles para el margen y cálculo del costo unitario por sector. Fuente: elaboración propia.



### 5.3.4 Escenarios incluidos en el modelo de simulación

El modelo puede correrse bajo diferentes escenarios del entorno económico y del tipo de decisor, como se describe a continuación.

- **Crecimiento PIB:** Se modelan tres escenarios de variación del PIB, incluyendo un escenario medio correspondiente a la proyección de (OECD, 2020), un escenario bajo y uno alto definidos como un 25% por debajo y por encima del valor medio de referencia.
- **Plan de expansión - UPME:** Se incluyen dos de los escenarios posibles de expansión, de acuerdo con el plan de expansión de referencia (UPME, 2017)
- **Incremento de requerimiento mensual eléctrico por usuario:** Se modelan dos escenarios. El primero modela un comportamiento constante de este consumo promedio, y el segundo escenario modifica el requerimiento según la variación del PIB, de acuerdo con ecuaciones ajustadas al comportamiento histórico (ver **Figura 7-1** del Anexo C).
- **Tipo de decisor:** Para cada sector se puede seleccionar si el usuario es sensible o poco sensible al precio. La diferencia consiste en el valor que adquiere en el gamma de la función Logit del *customer choice* para la decisión de adquisición de alternativas de participación de la demanda, como se explicó en la sección 5.3.1. El valor de un usuario poco sensible se definió como -1; y el de un usuario sensible como -5 (calibración basada en (Dyner & Franco, 2004), ver Anexo B).

### 5.3.5 Políticas incluidas en la plataforma de simulación

En esta sección se explican las políticas que fueron implementadas en la plataforma de simulación, de acuerdo con la caracterización que se realizó en el Capítulo 3.

#### 5.3.5.1 Políticas regulatorias o normativas

Se asume que la política regulatoria de etiquetado de productos está vigente y en funcionamiento, por ende, los usuarios pueden tener la información del consumo de los electrodomésticos que deseen comprar, y esto le permite hacer comparaciones entre tecnologías eficientes y no eficientes, como se describe en la sección 5.3.1. En Colombia la regulación sobre etiquetado energético se denomina RETIQ (MME, 2015b). Este supuesto no tiene variaciones dentro la simulación, por tanto, no hay estrategias específicas simuladas respecto a este concepto.

### 5.3.5.2 Políticas financieras

En esta categoría se evalúan diferentes tipos de políticas orientadas a mejorar el atractivo de los instrumentos de gestión de la demanda desde la perspectiva financiera, ya que como resultado de la revisión de literatura en la sección 2.2 se identificó que los elementos financieros pueden ser una barrera a la adquisición de alternativas para la participación de la demanda (Claudy et al., 2011; Curtius, 2018; Hesselink & Chappin, 2019; Palm, 2017; Scarpa & Willis, 2010). Las políticas que se incluyen en el modelo son las siguientes:

**Incentivo tributario: IVA.** se considera que los electrodomésticos incluidos en el modelo reciben beneficios en la tasa del impuesto al valor agregado o IVA, el cual se asume con un valor base de 16%. Estos beneficios son disminuciones desde el 0% hasta el 100% del valor del impuesto.

**Incentivo financiero: Subsidios.** Esta política considera disminución del costo de adquisición desde 0% hasta en un 50% en los equipos incluidos en el modelo.

Finalmente, se resalta que a pesar de la popularidad del uso del Feed-In Tariff, se toma la decisión de no incluir esta política porque en los países donde ha sido ampliamente implementada, como Reino Unido, existe la tendencia hacia su reducción y reemplazo por mecanismos de mercado (Castaneda et al., 2020).

### 5.3.5.3 Políticas voluntarias o de información

De acuerdo con la literatura la información y conocimiento sobre la tecnología, así como la conciencia ambiental y la educación, pueden ser factores motivadores en la adquisición de mecanismos para la participación de la demanda, tal como se evidenció en la sección 2.1 (Agterbosch et al., 2009; Gautier et al., 2019; T. Islam, 2014; Jacksohn et al., 2019; Jayaweera et al., 2018; Karakaya et al., 2015; Ornaghi et al., 2018; Ramos et al., 2015; van den Broek & Walker, 2019). Por tanto, dentro de las políticas se incluyen las campañas de información, política a través de la cual se modifican las tasas de los parámetros de influencias externas y el voz a voz (parámetros  $p$  y  $q$ ) del modelo de propagación de información, especificado en 5.3.1. Estas modificaciones implican la realización de campañas y eventos que informen a los usuarios sobre las alternativas de participación de la demanda, así como incrementos en el contagio social o la propensión a imitar de los

usuarios a través de la comunicación de experiencias de usuarios adoptadores a otros usuarios en el mercado.

### 5.3.5.4 Políticas de mercado

El modelo permite analizar dos categorías de políticas de mercado. La primera se refiere al esquema sobre el cual se establece el costo unitario para el usuario, en donde se establecen tres posibilidades: una alternativa dinámica de precio en tiempo real (RTP), la alternativa dinámica de tiempo de uso (ToU) y un costo unitario plano (cu plano). El esquema RTP permite a los usuarios tomar sus decisiones sobre su consumo conociendo la tarifa hora a hora en precio real con un día de rezago. Por su parte en el esquema dinámico ToU, se establecen dos franjas horarias de precios, una franja de precio para horas pico en la que la electricidad cuesta un 50% más que el promedio del día, y una franja de horas valle donde el costo se establece en un 50% por debajo. Finalmente se establece un costo unitario plano, en donde los usuarios sólo conocen el precio promedio de la electricidad en el día.

La segunda política de mercado incluida consiste en la posibilidad de inyección a la red con diferentes esquemas de compensación. Se incluyeron los esquemas Net Metering (NEM), Net Billing (NEB), y el esquema actual colombiano (NEBC) que es una modificación del esquema NEB. En el sistema NEM el usuario recibe una compensación por cada kWh de energía generada de la misma cuantía que el valor que paga por cada kWh de energía que consume. En el sistema NEB el usuario recibe por compensación sólo el precio de generación por cada kWh que genera. En el sistema NEBC la compensación se establece de acuerdo con el artículo 17 de la resolución 030 de 2018 (CREG, 2018b) sobre el reconocimiento de excedentes a los generadores de pequeña escala con fuentes renovables no convencionales, que se resume en la **Tabla 5-9**.

**Tabla 5-9:** Compensación por inyección de excedentes a la red bajo esquema NEBC.  
Fuente: elaboración propia basada en información de (CREG, 2018b)

Capacidad	Usuarios con capacidad instalada de fotovoltaica inferior a 100 kW	Usuarios con capacidad instalada de fotovoltaica superior a 100 kW
Generación ≤ Consumo	Tarifa – Costo de comercialización	Tarifa – (Costo de comercialización + Costo de Transmisión + Costo de distribución + Pérdidas + Restricciones)
Generación > Consumo	Precio de bolsa	Precio de bolsa

### 5.3.6 Indicadores de desempeño de las políticas

Como el propósito del modelo de simulación es la evaluación de políticas para la gestión de la demanda, en esta sección se describen los criterios e indicadores que se utilizan para este fin.

De acuerdo con (Kaya et al., 2019) existen múltiples criterios de selección para políticas en el campo de la energía, que incluyen aspectos como desempeño ambiental, sociopolítico, económico, tecnológico, entre otros. Para esta tesis, en total se establecieron tres criterios de evaluación que incluyen el desempeño ambiental, la aceptabilidad política, y la viabilidad de aplicación o desempeño técnico de las políticas, en línea con el trabajo de (Konidari & Mavrakis, 2007).

El desempeño ambiental se refiere a la contribución ambiental de la política que puede ser medida, por ejemplo, con la contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (Konidari & Mavrakis, 2007). Adicionalmente puede considerar efectos secundarios de la política que contribuyan al medio ambiente, en este caso se considera el porcentaje de generación renovable (a través de microgeneración fotovoltaica) que logra la política durante el tiempo de simulación respecto al consumo total acumulado.

El criterio de aceptabilidad política se refiere a la actitud hacia la política por los *stakeholders*, para su medición se emplean indicadores como rentabilidad, competitividad, equidad, entre otros (Konidari & Mavrakis, 2007). En esta tesis se emplean los indicadores de porcentaje de ahorro de los usuarios, la relación costo-beneficio por entregar energía a la red, el costo de la política respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> ahorradas y el comportamiento del costo unitario del sistema por sector.

Finalmente, el criterio de viabilidad de aplicación se refiere a la aplicabilidad de la política (Konidari & Mavrakis, 2007), para esta tesis se define como el desempeño técnico de la estrategia, y se mide a través de indicadores sobre la curva de carga, variaciones en el consumo de los usuarios, los excedentes de generación del sistema, e indicadores de difusión.

La **Tabla 5-10** presenta el resumen de criterios de desempeño e indicadores para la evaluación de políticas de participación de la demanda en mercado eléctricos.

**Tabla 5-10:** Criterios e indicadores para la evaluación de políticas de participación de la demanda en mercados eléctricos. Fuente: elaboración propia.

Criterio	Indicador	Descripción o fórmula
Desempeño ambiental	Emisiones acumuladas de CO <sub>2</sub> [MtCO <sub>2</sub> ]	Se refiere a las emisiones acumuladas del mercado eléctrico durante el tiempo de simulación, medidas en millones de CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )
	Variación emisiones de CO <sub>2</sub> (VECO <sub>2</sub> ) [%]	Se refiere al porcentaje en que cambian las emisiones acumuladas de CO <sub>2</sub> en el sistema, en todo el tiempo de simulación. VECO <sub>2</sub> = (Emisiones acumuladas del sistema - Emisiones acumuladas de referencia) / Emisiones acumuladas de referencia
	Microgeneración/Consumo [%]	Relación entre la microgeneración total acumulada durante todo el tiempo de simulación y el consumo de energía eléctrica acumulado, por sector de consumo y en todo el sistema (SIN) $\frac{\sum_{t=0}^n \text{Microgeneración}_t}{\text{Consumo}_t}$
Aceptabilidad Política	Cambio en factura promedio del sector al final de la corrida	% de variación entre el VPN del consumo eléctrico de referencia respecto al VPN del consumo eléctrico con prácticas de DSM en un usuario promedio del sector, al final de la corrida
	Cambio en la factura acumulada del sector	% de variación entre el VPN del consumo eléctrico de referencia respecto al VPN del consumo eléctrico con prácticas de DSM en un usuario promedio del sector, durante toda la simulación
	Relación Costo beneficio de la inyección a la red (máxima y mínima)	Calcula cuántas veces se gana dinero por los excedentes de microgeneración entregados al sistema respecto al costo total de la sobre instalación durante la corrida
	Costo de la política por emisión de CO <sub>2</sub> ahorrada [\$/tCO <sub>2</sub> ahorrada]	Considera los costos de incentivos y campañas de información sin incluir gastos administrativos y otros, respecto a las emisiones ahorradas acumuladas del sistema.
	Costo Unitario (Cu) Máximo, mínimo, promedio y desviación estándar [COP/kWh]	Valor máximo, mínimo, promedio y desviación estándar del cu por sector durante todo el tiempo de simulación
Viabilidad de aplicación o desempeño técnico	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	Para cada hora del día: (Curva de carga del sistema con instrumentos de DSM en t- Curva de carga del sistema sin instrumentos de DSM en t)/ Demanda del sistema sin instrumentos de DSM en t; con t el final de la simulación
	Variación de la demanda requerida a la red al final de la corrida	Es la variación de la demanda que se hace a la red (demanda mayor a cero) respecto al escenario base
	Variación acumulada de la demanda requerida a la red	Es la variación acumulada de la demanda que se hace a la red (demanda mayor a cero) respecto al escenario base
	Demanda pico al final de la corrida [GWh/día]	Presenta el pico de consumo al final de la simulación por sector y para el SIN
	Diferencia demanda máx - Demanda mín en la curva al final de la corrida	Representa la distancia en GWh que existe entre el pico de consumo y la mínima demanda de la red. Ayuda a identificar si la curva de carga es plana.



Criterio	Indicador	Descripción o fórmula
	Demanda máxima/demanda mínima	Mira la estabilidad del sistema (Cuántas veces de más habría que tener generación para cubrir la necesidad de demanda)
	Excedentes inyectados al sistema/Microgeneración [%]	Relación entre excedentes de generación entregados al sistema y la generación renovable; por sector y para el SIN
	% Penetración de cada instrumento de DSM	Usuarios con sistemas de DSM (por sector) respecto al total de usuarios al final de la simulación
	Tiempo de difusión	Tiempo en años desde el inicio de la simulación al punto de cambio de concavidad de la curva de difusión.

**Tabla 5-10:** (Continuación)

## 5.4 Supuestos del modelo de simulación

A continuación, se listan los principales supuestos sobre los que fue construido el modelo de simulación.

Supuestos generales del modelo

- La simulación inicia en 2020 y finaliza en 2031, de acuerdo con los años disponibles de proyección del plan de expansión de generación y transmisión de referencia (UPME, 2017).
- Las curvas de carga construidas con información de (Xm, 2017a, 2017b) reflejan el uso actual de la electricidad para los usuarios de los sectores modelados.
- El modelo no considera des-adopción de tecnologías o prácticas de participación de la demanda.

Supuestos específicos sobre microgeneración y almacenamiento

- Un sistema de 1,25 kW es suficiente para satisfacer los requerimientos de electricidad de un hogar residencial, uno de 7 kW es suficiente para un local comercial, y uno de 89,25 kW es suficiente para un local industrial promedio en Colombia.
- Las curvas de aprendizaje del sistema fotovoltaico se comportan en Colombia igual que las reportadas en el exterior.
- Se asume que el costo del sistema fotovoltaico disminuye su valor de acuerdo con las curvas de aprendizaje de los paneles.
- Se asume que las curvas de aprendizaje de las baterías tienen un comportamiento más lento que los paneles

- Los sistemas con baterías requieren reemplazo de las baterías cada 5 años.
- Los usuarios cuentan con el espacio disponible para instalar paneles solares de la potencia requerida. Para el sector residencial sólo los hogares con casa pueden adoptar microgeneración.
- Se asume que, cuando está disponible la entrega de excedentes de microgeneración a la red eléctrica (inyección a la red), todos los usuarios que adquieren sistemas de microgeneración también deben adquirir medidores avanzados que les permiten administrar su consumo de forma horaria. Este supuesto se fundamenta en que la reglamentación colombiana habla de la necesidad de medición avanzada para la entrega de excedentes a la red (MME, 2018).
- Se asume que todos los usuarios instalan medidores avanzados clase 1, avalados según la normativa colombiana (CREG, 2018b; MME, 2017, 2018; Suneo, 2020).
- No se asumen curvas de aprendizaje para la tecnología de medición avanzada.
- Se asume que se inicia con 1 usuario microgenerador en cada sector. Este supuesto se fundamenta en que la reglamentación de la ley 1715 concerniente a la microgeneración y la entrega de excedentes a la red es aún reciente para la fecha de la elaboración de este documento (CREG, 2015, 2017; MME, 2014; UPME, 2015c); y en que, de acuerdo con los datos del mercado, la autogeneración con fuente solar para el año 2019 corresponde al 0.003% de la generación nacional (Xm, 2019b).
- Se asume que los usuarios almacenan sus excedentes y los distribuyen para su consumo a lo largo del día.
- Se utilizan baterías tipo gel 12V/200Ah como sistema de almacenamiento para los tres sectores.

#### Supuestos específicos sobre eficiencia

- En el mercado se encuentra disponible una normativa de etiquetado que le permite a los usuarios reconocer la eficiencia y consumo de un electrodoméstico, RETIQ (MME, 2015b).
- Los usuarios conocen de la tecnología eficiente por un proceso de propagación de información y adoptan de acuerdo con la comparación del costo total entre una tecnología eficiente y no eficiente.

- El costo de las tecnologías eficientes puede ser afectado por incentivos del gobierno
- No se asumen curvas de aprendizaje para las tecnologías eficientes.
- Se asume que todos los equipos eficientes que se adquieren son de alta eficiencia de acuerdo con la normativa colombiana RETIQ (MME, 2015b).

#### Supuestos específicos sobre conservación

- Los usuarios conocen sobre conservación a través de un proceso de información que incluye fuentes externas y el voz a voz.
- La decisión de realizar un hábito de conservación depende de la comparación entre el costo del consumo eléctrico con y sin los hábitos de conservación.

#### Supuestos específicos para la respuesta de la demanda

- La respuesta de la demanda simulada sólo considera el movimiento del consumo en diferentes horas del día, no se modela DR por contratos.
- La respuesta de la demanda sólo se considera en el sector residencial en los usos televisión, plancha y “otros usos”.
- Los usuarios requieren contar con un medidor inteligente que les permita saber el costo de la tecnología de forma horaria.
- Los usuarios tomarán la decisión de adquisición de la tecnología basados en el potencial de ahorro de tener un cu horario con su consumo comparado con pagar el consumo sin la realización de respuesta de la demanda.
- El costo de medidores avanzados puede ser afectado por incentivos del gobierno.
- No se asumen curvas de aprendizaje para la tecnología de medición avanzada.

#### Supuestos específicos sobre la formación del costo unitario

- Los componentes del costo unitario por concepto de comercialización, pérdidas y restricciones permanecen constantes durante el tiempo de simulación.
- Se asume como límite máximo superior para los componentes del costo unitario de transmisión y distribución el valor de 1000 COP/kWh.

#### Supuestos específicos sobre la demanda

- Se modela el consumo horario de un día promedio para el sistema colombiano.
- La demanda de los usuarios sólo incluye el consumo, no se modelan las pérdidas.

- La demanda del sistema corresponde a la suma de los consumos de los sectores residencial, industrial, terciario y otros sectores.
- Se utiliza la información de consumo, suscriptores y tarifas disponible en la Superintendencia de Servicios Públicos (SUI, 2020).
- En el sector residencial se asume que los hogares son los registrados en la Superintendencia de Servicios Públicos, ya que son los hogares de los que se tiene información de su consumo (SUI, 2020). Estos suscriptores corresponden al 96% de los hogares para el año 2019, de acuerdo con el Censo Nacional de 2018 (DANE, 2020) .
- Para sectores terciario e industrial, se asume que la cantidad de locales corresponde a los suscriptores registrados en (SUI, 2020), y su incremento en el tiempo se relaciona con la variación del PIB (ver **Figura 7-2** del Anexo C).

## **5.5 Validación del modelo de simulación**

Esta sección presenta el resultado de diversas pruebas de validación de la estructura y comportamiento del modelo de simulación, utilizando el enfoque de Barlas (1996).

### **5.5.1 Pruebas de validación de la estructura**

#### **5.5.1.1 Prueba de consistencia dimensional**

Se verificó la consistencia dimensional de los niveles, flujos, variables y parámetros del modelo de simulación. La verificación se realizó utilizando el software Powersim Studio 10 Academic, la consistencia de las principales ecuaciones puede visualizarse a través de las ecuaciones y sus unidades en la sección 5.3. Se concluye entonces que el modelo supera la prueba de consistencia dimensional.

#### **5.5.1.2 Prueba de verificación de parámetros**

Esta prueba permite verificar que la información utilizada en el modelo se corresponda con los datos reales del sistema. En el Anexo B presenta los parámetros usados y la fuente de la información. Algunos de los parámetros presentados fueron obtenidos a partir de calibración del modelo debido a la ausencia de información respecto a los mismos, estos parámetros también se presentan en la tabla y se indica claramente que provienen de calibración. Se concluye que los datos utilizados para el modelo de simulación proceden

de fuentes confiables, son consistentes con el sistema real y, por tanto, el modelo supera esta prueba de validación.

### 5.5.1.3 Prueba de los límites del modelo

En esta prueba se busca identificar si la forma de modelar las variables responde al propósito del modelo, de acuerdo con su consideración como endógenas o exógenas.

La **Tabla 5-11** presenta las categorías de variables modeladas como endógenas y las modeladas como exógenas.

**Tabla 5-11:** Categorías de variables endógenas y exógenas. Fuente: elaboración propia.

<b>Categorías de variables endógenas</b>	<b>Categorías de variables exógenas</b>
Dinámica poblacional de los usuarios por sector	PIB
Usuarios potenciales tecnologías de microgeneración, eficiencia y respuesta de la demanda por sector	Requerimiento mensual base por usuario y sector.
Usuarios adoptadores tecnologías de microgeneración, eficiencia y respuesta de la demanda por sector	Curvas de aprendizaje de la tecnología, Tasa de interés de descuento, vida útil de las tecnologías
Usuarios potenciales hábitos de conservación de la energía por sector	Costos de tecnologías de eficiencia y conservación por usuario
Usuarios adoptadores hábitos de conservación de la energía por sector	Plan de expansión
Demanda al sistema por tipo de usuario	Demanda de usuarios de otros sectores (diferentes a residencial, industrial y terciario).
Curva de carga resultante de cada sector	Gamma
Costo unitario de energía por tipo de usuario en el sistema	Factor de emisión de CO <sub>2</sub> del mercado
Efectos de las políticas de mercado, de información y financieras	Parámetros de consumo energético de las tecnologías de eficiencia por sector
Indicadores de desempeño (ambientales técnicos y de aceptabilidad política)	Costos de políticas de divulgación de información

En este modelo, las variables endógenas incluyen aquellas relacionadas con el crecimiento poblacional, la difusión de las tecnologías que permiten la participación de la demanda en todos los sectores de consumo, la demanda de energía de los sectores residencial, terciario e industrial, así como sus respectivas curvas de carga; y la demanda total resultante del sistema. Adicionalmente se modelan como variables endógenas aquellas relacionadas con la formación del costo unitario de electricidad por usuario, los impactos de las políticas de información, de mercado y financieras; así como los indicadores de desempeño de las políticas del modelo.

Las variables modeladas de forma exógena incluyen, entre otras, el comportamiento del PIB, el requerimiento mensual base de los diferentes tipos de usuario, las curvas de aprendizaje de las tecnologías, los costos de las tecnologías asociadas con microgeneración, eficiencia, y respuesta de la demanda. También se consideran exógenos los planes de expansión, la demanda de los otros sectores (los que no son residencial, industrial o terciario), el gamma para los usuarios, las tasas de interés de descuento, la vida útil y parámetros de consumo de las tecnologías modeladas en la alternativa de eficiencia por sector, y los costos asociados con políticas de difusión de información.

Se concluye que las variables consideradas como exógenas y endógenas son coherentes con el propósito del modelo, y por tanto se considera que el modelo satisface esta prueba de validación.

#### **5.5.1.4 Pruebas de condiciones extremas**

Esta prueba verifica que el modelo responda de apropiadamente a condiciones extremas de parámetros y/o variables. Se presentan las condiciones analizadas y sus resultados:

- ***Número de usuarios en el sistema e incremento de nuevos suscriptores iguales a cero.***

Como resultado de la ausencia de usuarios, la curva de carga total del sistema debería ser cero, puesto que no debería existir demanda en el sistema. Este resultado se presenta en detalle en el Anexo D, **Figura 7-3** (a). Adicionalmente ningún usuario debería adoptar las tecnologías de participación de la demanda. La **Figura 7-3** (b), (c) y (d), del Anexo D presenta este resultado para los tres sectores.

- ***Costo unitario de electricidad igual a cero y usuarios altamente sensibles a los precios (incremento del parámetro gamma)***

Con estas condiciones extremas se esperaría que los adoptadores de alternativas de participación quedaran en su valor actual, es decir, si se inicia con un porcentaje de adoptadores existente, esa cantidad de usuarios debería permanecer estable en el tiempo, ya que para los demás usuarios no sería una decisión apropiada adoptar nuevas alternativas, pues sería más costoso, y considerando que uno de los supuestos del modelo es que no hay des-adopción de tecnologías o prácticas. Este resultado se presenta en detalle en el Anexo D, **Figura 7-4**.

## 5.5.2 Pruebas de validación del comportamiento

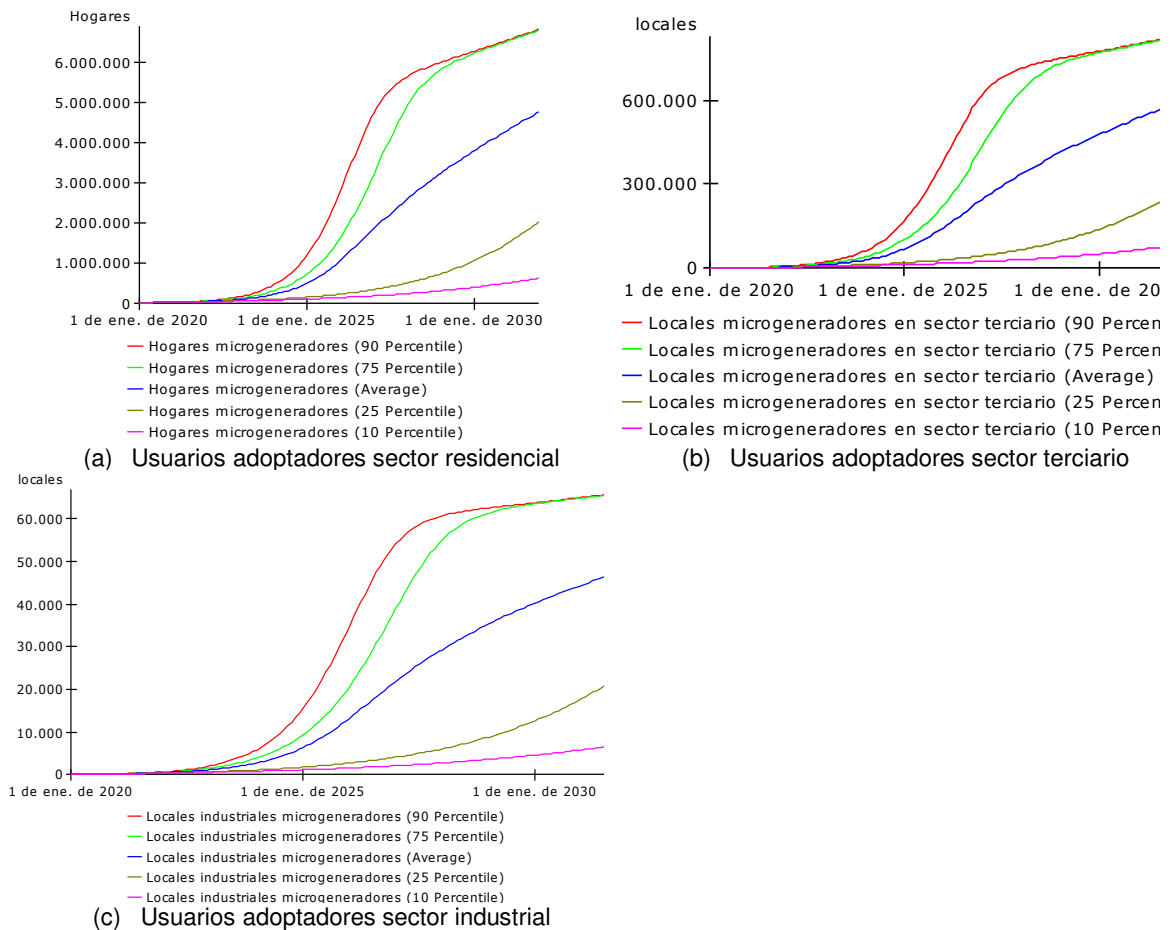
### 5.5.2.1 Prueba de sensibilidad

Se analizó la variación de los usuarios adoptadores frente a los parámetros coeficiente de imitación ( $q$ ), de innovación ( $p$ ); y sensibilidad frente a los precios ( $\gamma$ ). La sensibilidad se probó para los tres sectores en la adopción de microgeneración como alternativa representativa del comportamiento del usuario.

- **Coeficiente de imitación ( $q$ ) y de innovación ( $p$ )**

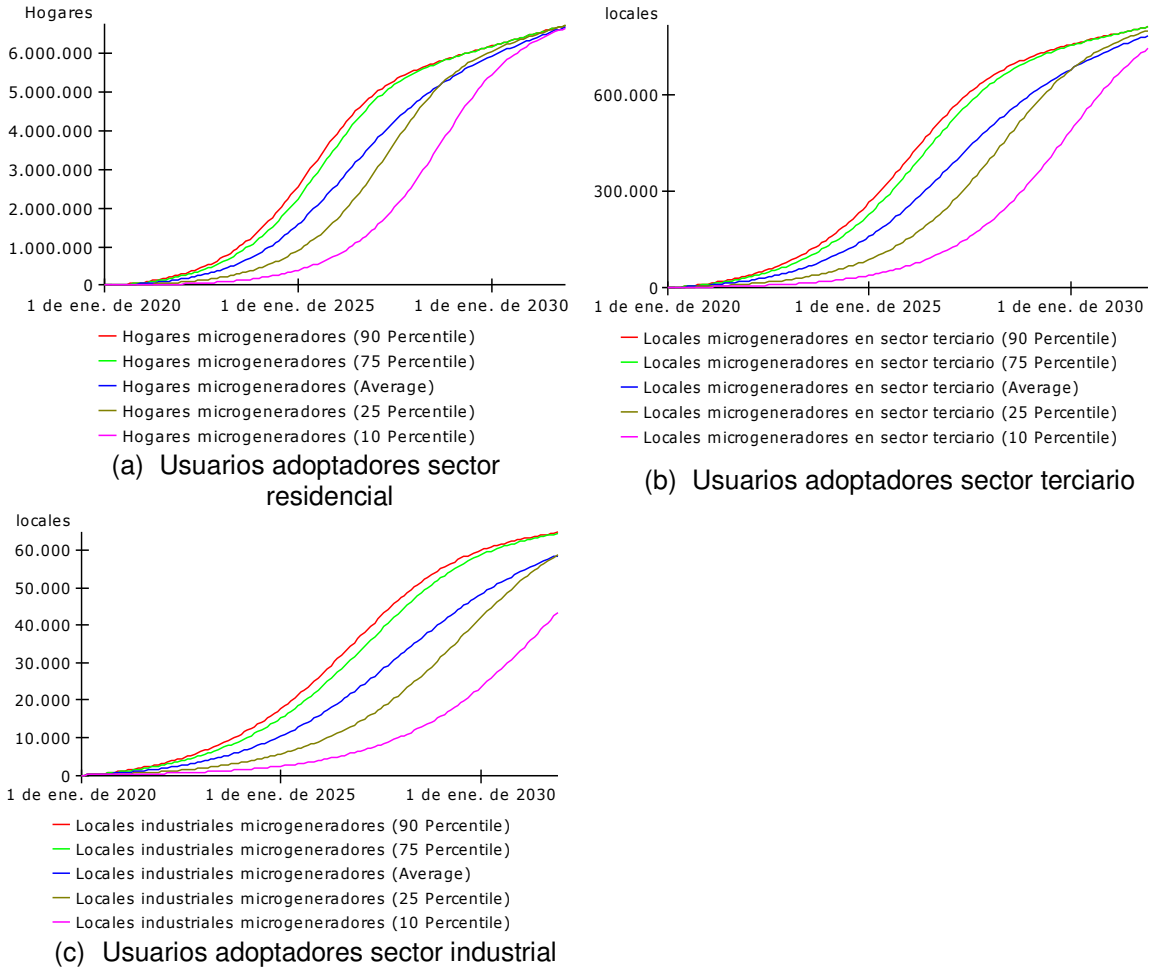
Se varió el parámetro de imitación ( $q$ ) 100 veces entre los valores 0.01 y 0.1 con una distribución uniforme, los resultados en cada sector se presentan en la **Figura 5-11**.

**Figura 5-11:** Resultados de adopción frente a variación del factor de imitación ( $q$ ). Fuente: elaboración propia.



Adicionalmente, y de forma independiente se varió el parámetro de innovación ( $p$ ) 100 veces entre los valores 0.00001 y 0.001 con una distribución uniforme, los resultados en cada sector se presentan en la **Figura 5-12**.

**Figura 5-12:** Resultados de adopción frente a variación del factor de innovación ( $p$ ). Fuente: elaboración propia.



Los resultados indican que el modelo presenta una sensibilidad importante a los parámetros de innovación e imitación para todos los sectores. Por lo cual es importante contar con un dato que se aproxime al comportamiento real del sistema, bien sea a través de la calibración, o a través de la realización de estudios enfocados al cálculo real de dichos valores en el mercado colombiano.

Se observa que a menor valor del coeficiente de imitación y del coeficiente de innovación se hace más lenta la curva de adopción en cada sector, y que el sector residencial parece

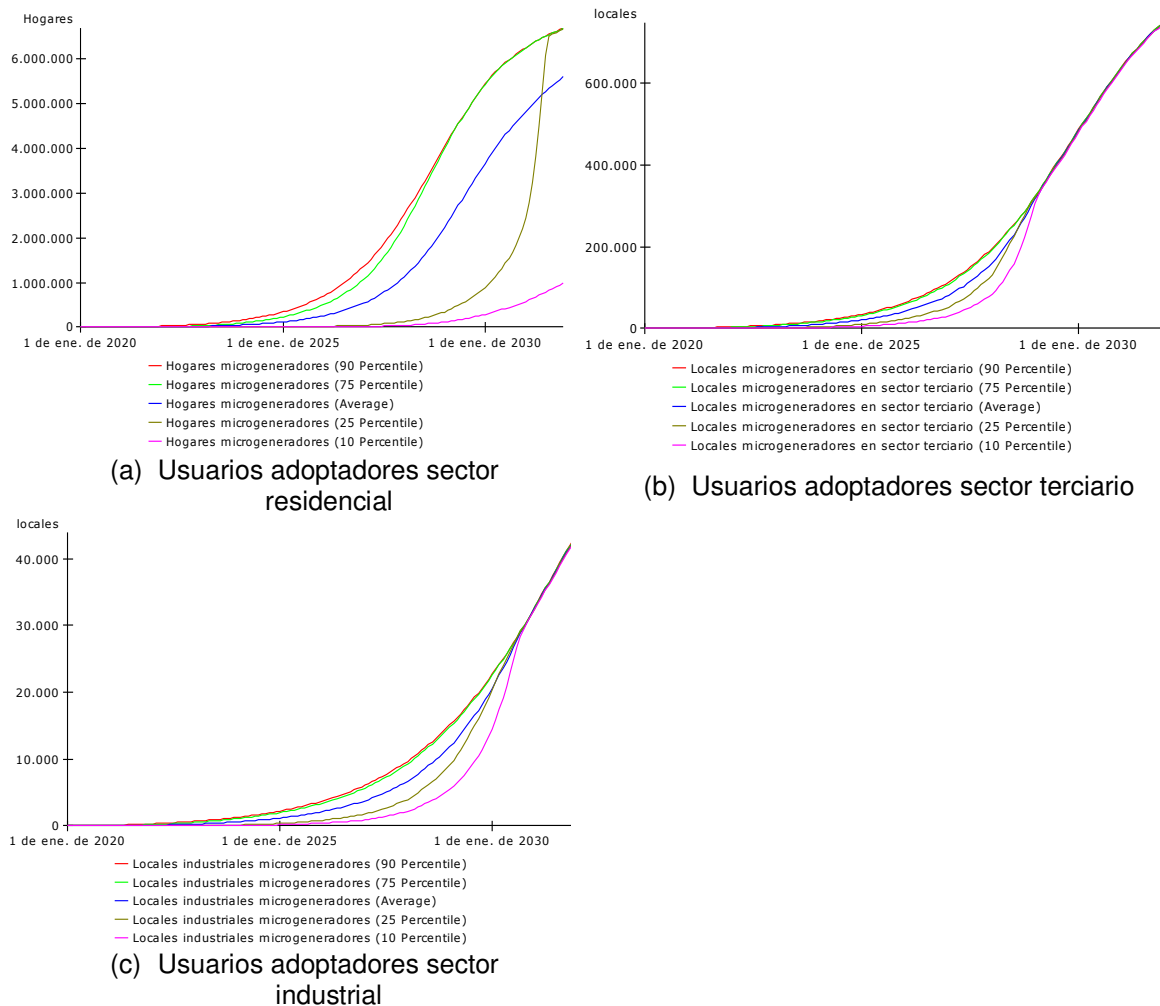


especialmente más afectado por las variaciones de cada uno de los parámetros considerados en el análisis.

▪ ***Coefficiente de sensibilidad frente a los precios: gamma***

El coeficiente gamma se varió entre -0.7 y -10 para cada uno de los sectores. Los resultados se presentan en la **Figura 5-13**. Se observa que el modelo es sensible al valor del parámetro gamma. Además, se identifica que esta sensibilidad es mayor en el sector residencial.

**Figura 5-13:** Resultados de adopción frente a variación del factor gamma. Fuente: elaboración propia.

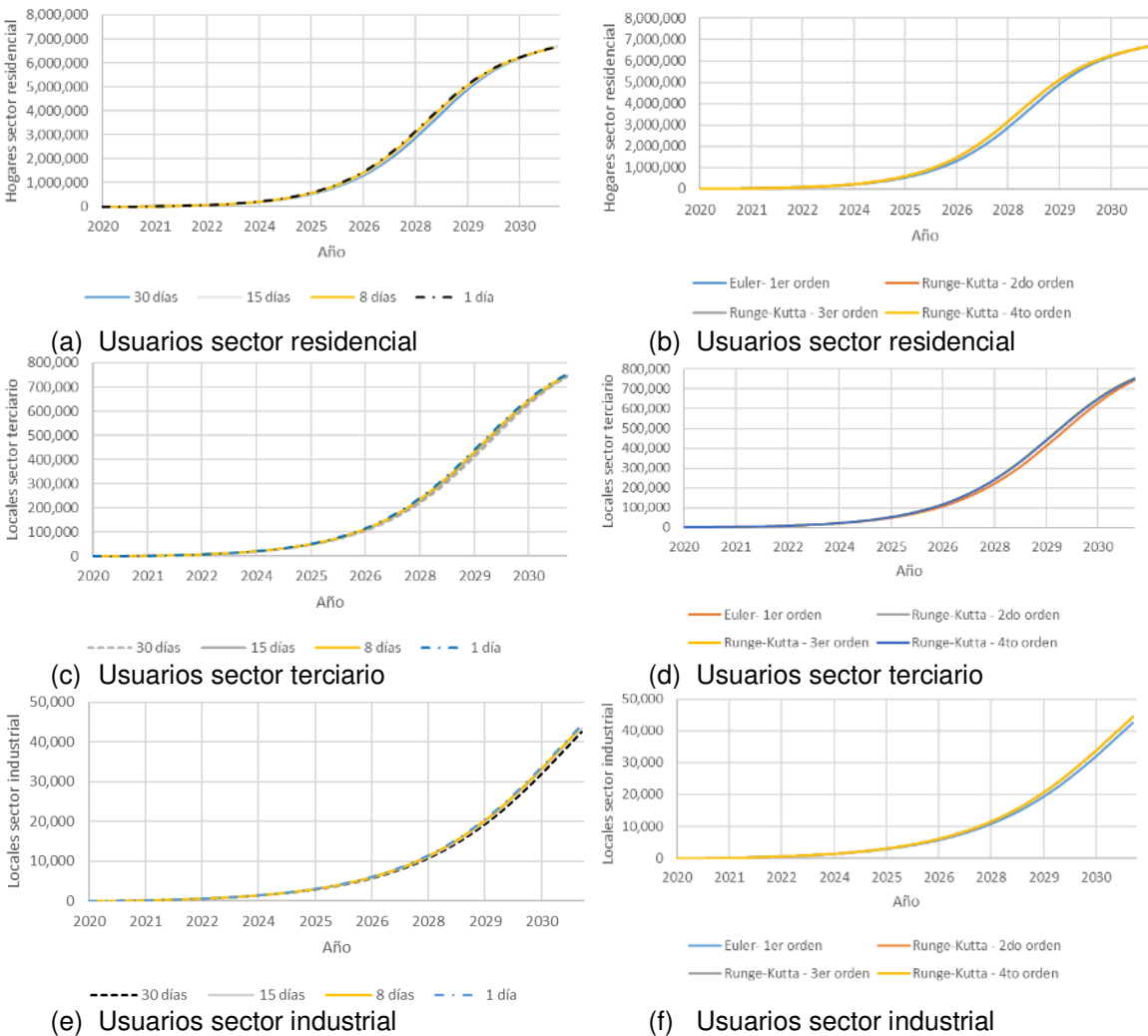


### 5.5.2.2 Prueba de error de integración

Para desarrollar esta prueba se realizaron corridas con diferentes métodos de integración, incluyendo Euler (primer orden), y Runge-Kutta se segundo, tercer y cuarto orden (**Figura 5-14** panel derecho). También se realizaron variaciones en el tiempo de paso de la simulación, incluyendo pasos de 1, 8, 15 y 30 días (**Figura 5-14** panel izquierdo).

Los resultados para todos los sectores, tanto del método de integración como del tiempo de paso, muestran que el modelo tiene poca variabilidad frente a ambas condiciones.

**Figura 5-14:** Resultados de adopción frente prueba de error de integración en tiempo de paso (panel izquierdo) y método de integración (panel derecho) por sector. Fuente: elaboración propia.



## 5.6 Interfaz gráfica de la plataforma de simulación

La plataforma desarrollada le permite al usuario evaluar políticas de participación de la demanda en el mercado eléctrico colombiano, a través de indicadores de desempeño en un entorno de simulación dinámica, basado en el modelo presentado y validado en las secciones anteriores de este capítulo. El usuario cuenta con una amplia variedad de alternativas en cuanto a herramientas de participación de la demanda, políticas y escenarios del mercado eléctrico. A continuación, se describe cada una de las opciones de la plataforma.

En la interfaz de inicio (ver **Figura 5-15**) el usuario encontrará una descripción de la plataforma, sus posibilidades, y cómo puede acceder a cada una de las opciones que la plataforma le brinda. Para acceder a la interfaz de inicio el usuario debe dar clic al ícono de la casa, disponible en la parte inferior de cada pantalla de la plataforma.

**Figura 5-15:** Interfaz de inicio en la plataforma desarrollada. Fuente: Elaboración propia



El usuario también cuenta con una interfaz de **Alternativas de Participación de la Demanda** (ver **Figura 5-16**), la cual le permite elegir, para cada sector de consumo, los instrumentos de participación de la demanda que serán simulados, incluyendo microgeneración con o sin almacenamiento, eficiencia energética, conservación de la energía y respuesta de la demanda (sólo disponible para el sector residencial).

**Figura 5-16:** Interfaz de alternativas de participación de la demanda en plataforma de simulación. Fuente: Elaboración propia

### Alternativas de Participación de la Demanda



**Microgeneración**

Sectores	Capacidad instalada	Almacenamiento
<input checked="" type="checkbox"/> Residencial	0,75 kW	Sin Baterías
<input checked="" type="checkbox"/> Terciario	7 kW	Con Baterías
<input checked="" type="checkbox"/> Industrial	178,5 kW	Sin Baterías



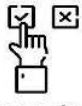
**Eficiencia**

Sectores
<input checked="" type="checkbox"/> Residencial
<input checked="" type="checkbox"/> Terciario
<input type="checkbox"/> Industrial



**Conservación**

Sectores
<input checked="" type="checkbox"/> Residencial
<input type="checkbox"/> Terciario
<input checked="" type="checkbox"/> Industrial



**Respuesta de la demanda**

Sectores
<input checked="" type="checkbox"/> Residencial

  
*Inicio*

  
*Políticas*

  
*Escenarios*

  
*Resultados*

Autores: Maritza Jiménez Zapata, Carlos Jaime Franco Cardona, Isaac Dynier Rezonzew.  
Esta plataforma utiliza imágenes tomadas de PixIcon.com

Luego de seleccionar las alternativas de participación de la demanda a analizar, el usuario cuenta con el espacio **Políticas** (ver **Figura 5-17**) que le permite elegir entre políticas de información, de mercado y financieras, o combinaciones de éstas, para implementar en cada uno de los sectores del sistema.

**Figura 5-17:** Interfaz de políticas en la plataforma de simulación. Fuente: Elaboración propia.

### Políticas



**Campaña de información**

Sectores

Residencial

Terciario

Industrial



**De mercado**

Inyección a la red

Residencial

Terciario

Industrial

Esquema de compensación

[Usó no comercial solamente]

Costo unitario para usuario

[Usó no comercial solamente]



**Financieras**

Residencial

Terciario

Industrial

Incentivo tributario: Disminución en IVA

Microgeneración  [Usó no comercial solamente]

Almacenamiento  [Usó no comercial solamente]

Medidor  [Usó no comercial solamente]

Iluminación  [Usó no comercial solamente]

Refrigeración  [Usó no comercial solamente]

Aire Acondicionado  [Usó no comercial solamente]

Motor  [Usó no comercial solamente]

Incentivo financiero: Subsidios

Microgeneración  [Usó no comercial solamente]

Almacenamiento  [Usó no comercial solamente]

Medidor  [Usó no comercial solamente]

Iluminación  [Usó no comercial solamente]

Refrigeración  [Usó no comercial solamente]

Aire Acondicionado  [Usó no comercial solamente]

Motor  [Usó no comercial solamente]

 Inicio
  Alternativas
  Escenarios
  Resultados

Autores: Maritza Jiménez Zapata, Carlos Jaime Franco Cardona, Isaac Dynner Rezonzew.  
Esta plataforma utiliza imágenes tomadas de Flaticon.com

Adicionalmente, el usuario cuenta con un espacio para seleccionar los escenarios de la corrida, estos escenarios incluyen condiciones del entorno económico, plan de expansión del sistema y el tipo de decisor en cada uno de los sectores, decisores sensibles o decisores poco sensibles a los precios (ver **Figura 5-18**).

**Figura 5-18:** Interfaz de escenarios en la plataforma de simulación. Fuente: elaboración propia.

### Escenarios



**Económicos**

Crecimiento PIB  [Usó no comercial solamente]

Plan de expansión - UPME  [Usó no comercial solamente]

Incremento de requerimiento mensual eléctrico por usuario  [Usó no comercial solamente]

**Tipo de decisor**

Residencial  [Usó no comercial solamente]

Terciario  [Usó no comercial solamente]

Industrial  [Usó no comercial solamente]

 Inicio
  Alternativas
  Políticas
  Resultados

Autores: Maritza Jiménez Zapata, Carlos Jaime Franco Cardona, Isaac Dynner Rezonzew.  
Esta plataforma utiliza imágenes tomadas de Flaticon.com

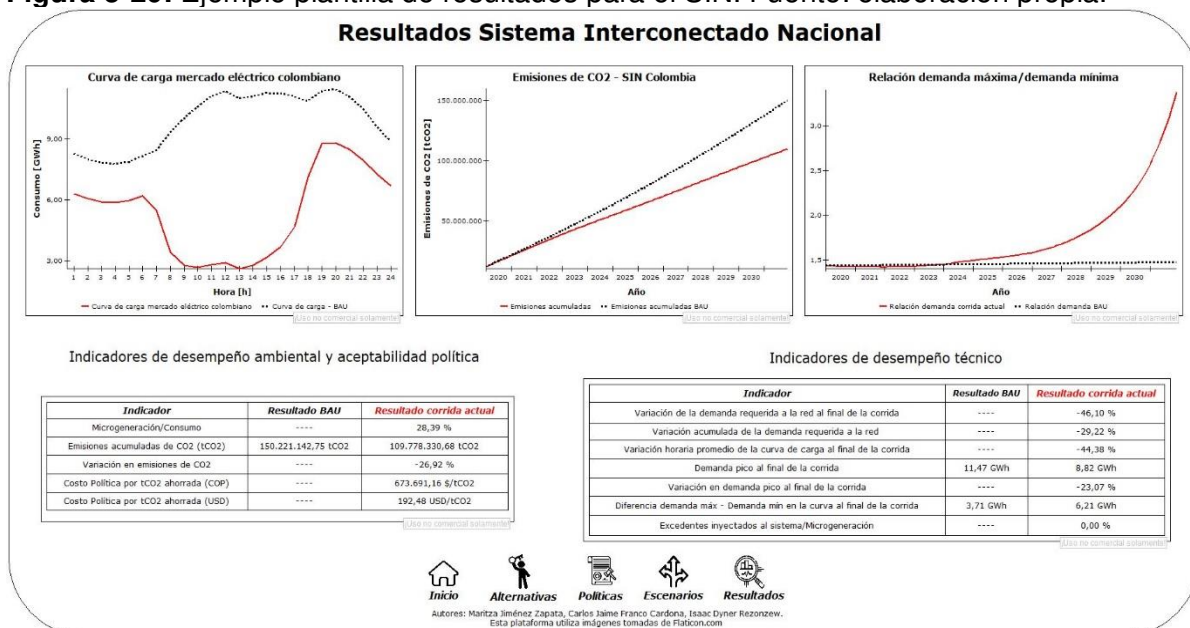
Luego de seleccionar alternativas, políticas y escenarios, el usuario puede ir a la sección de resultados y seleccionar los resultados a visualizar por sector y para el Sistema Interconectado Nacional (ver **Figura 5-19**), dando click en el ícono correspondiente.

**Figura 5-19:** Interfaz de resultados de la plataforma de simulación. Fuente: elaboración propia.

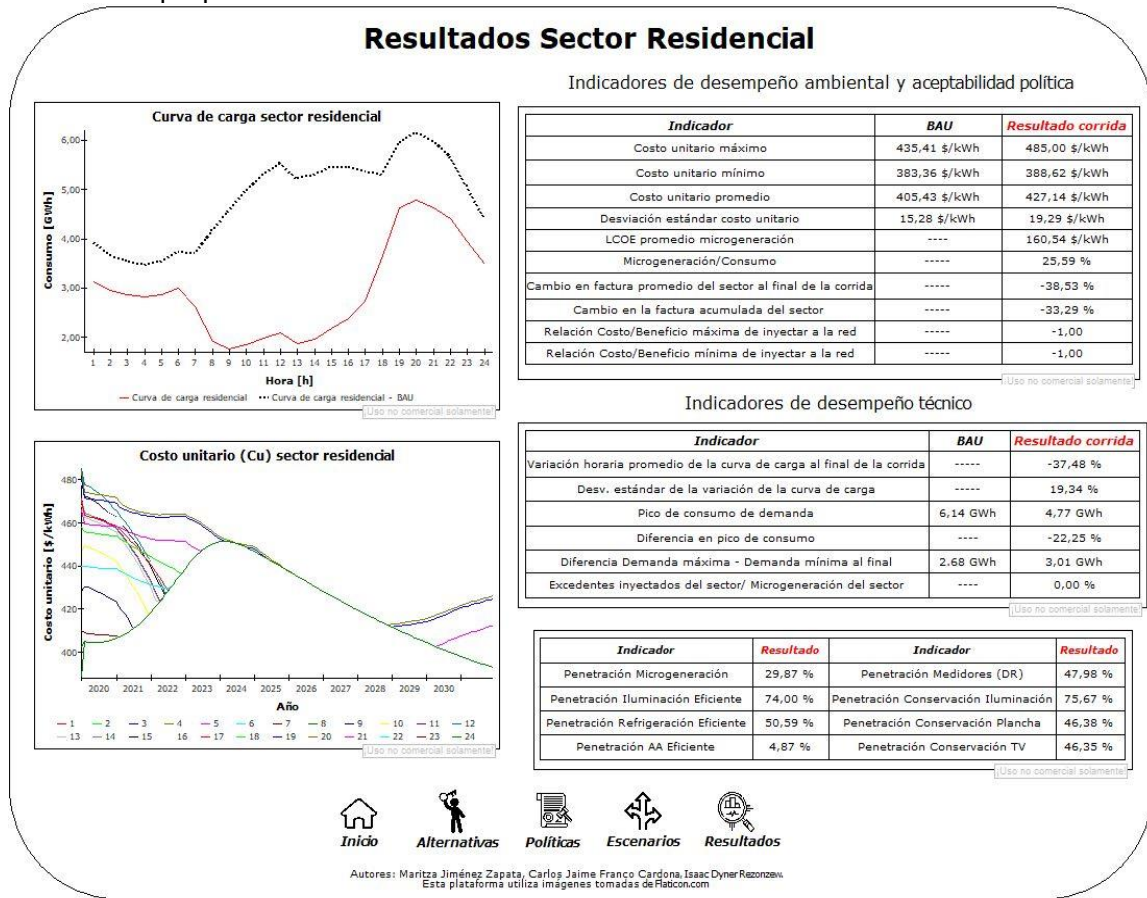


Finalmente, para cada sector y para el SIN observará espacios como los presentados en **Figura 5-20** y **Figura 5-21** con gráficos e indicadores. Los indicadores presentan información sobre el desempeño ambiental, aceptabilidad política y desempeño técnico de cada escenario simulado (corrida), respecto al escenario base de referencia (BAU), de tal manera que facilite la evaluación de desempeño de cada corrida.

**Figura 5-20:** Ejemplo plantilla de resultados para el SIN. Fuente: elaboración propia.



**Figura 5-21:** Ejemplo plantilla de resultados para el sector residencial. Fuente: elaboración propia.



## 5.7 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se explicó el desarrollo y funcionamiento de la plataforma de simulación para evaluación de políticas para la participación de la demanda en el mercado eléctrico colombiano. Se presentaron los bloques principales del modelo, sus ecuaciones y supuestos. Se explicaron los escenarios, políticas e indicadores de evaluación contenidos en la plataforma, así como la interfaz de usuario desarrollada. Adicionalmente se validó el modelo de simulación, y se verificó que sus resultados son coherentes y consistentes.

En el próximo capítulo se presentan resultados de evaluación de políticas utilizando la plataforma desarrollada.





## Capítulo 6. Resultados

Debido a que la plataforma de evaluación desarrollada permite el análisis de múltiples combinaciones de alternativas, políticas y escenarios del entorno, tanto para el sistema interconectado nacional (SIN) como para el estudio individual de los sectores residencial, terciario e industrial; las configuraciones de análisis que se pueden derivar de su uso son matemáticamente muy amplias. Por tanto, en esta sección se analizan los resultados de ciertas configuraciones que permiten evidenciar la riqueza que puede encontrarse en el uso de la plataforma, haciendo la salvedad de que estos resultados no son, por tanto, los únicos ni obligatoriamente los más representativos, dentro de la amplia gama de posibilidades.

Se presenta una corrida de referencia que funciona como línea base de consumo, para ayudar en el análisis de los impactos en el mercado eléctrico colombiano. Adicionalmente se presentan configuraciones que dan respuesta a algunas preguntas específicas, y la evaluación de políticas desde la configuración de 4 escenarios representativos.

### 6.1 Corrida de referencia o Business As Usual (BAU).

La corrida de referencia se construye como base para la evaluación de las diferentes corridas en la plataforma de simulación, y representa la línea base de consumo para los análisis. En la corrida de referencia no se evalúa el efecto de ninguna de las alternativas de participación de la demanda, y tampoco se evalúa alguna política particular. Además, respecto a las condiciones de mercado se asume que el costo unitario que percibe el usuario es un costo plano (cu plano), tal como sucede en la situación actual del mercado colombiano.

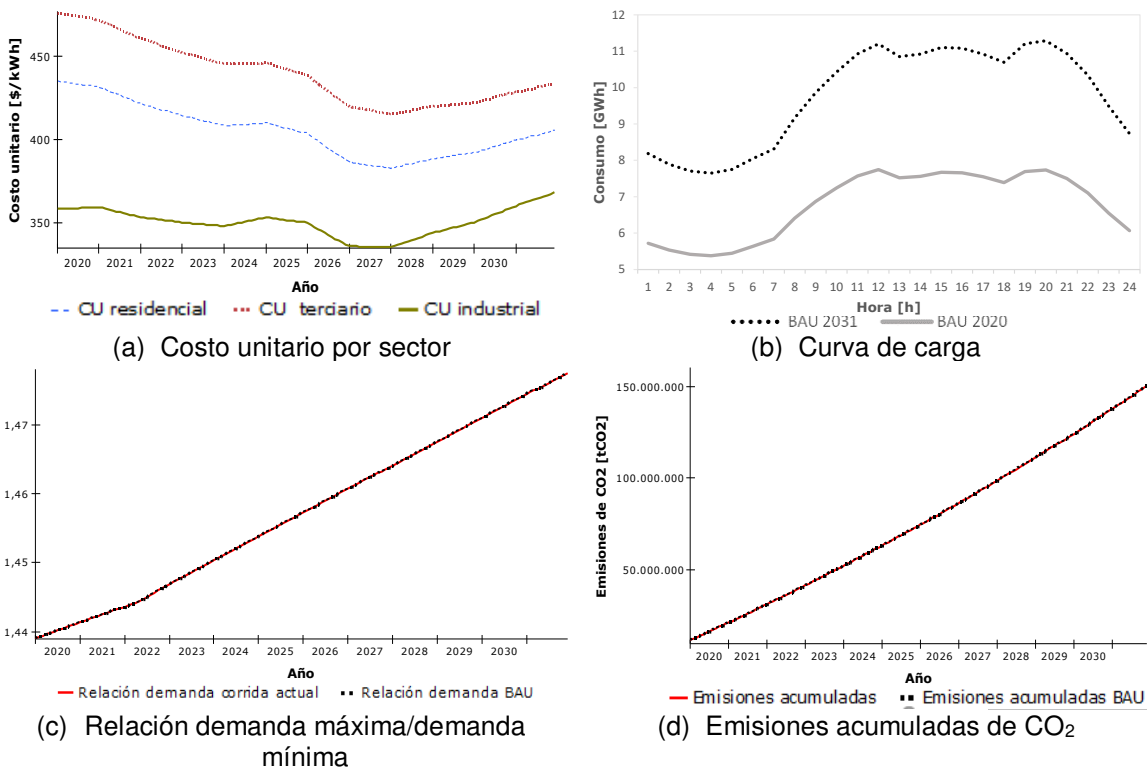
Es importante aclarar que la corrida de referencia puede diferir según los escenarios que se determinen en la plataforma respecto al PIB, al plan de expansión de la UPME y al incremento, o no, del requerimiento eléctrico mensual de referencia de los usuarios en

cada sector. Por lo que se hace indispensable tomar una elección que sea consistente en la evaluación posterior de resultados, pero que no es la única posible.

Respecto a los escenarios, se asume un escenario de crecimiento medio del PIB, se utiliza el escenario 1 del plan de expansión de la UPME (UPME, 2017), y se asume que el requerimiento promedio de consumo de los usuarios del sistema permanece constante; por tanto, las dinámicas resultantes en la demanda y el costo unitario de la electricidad se dan principalmente por el incremento poblacional, los efectos del plan de expansión, y la continuidad en las tendencias de consumo actuales.

En esta corrida se simulan las condiciones del mercado actual, se evidencian los resultados en la curva de carga, el costo unitario del usuario para cada sector, y las emisiones. A continuación, se presentan algunos indicadores importantes del escenario de referencia BAU.

**Figura 6-1:** Resultados corrida de referencia BAU para el mercado eléctrico colombiano. Fuente: elaboración propia.



En todos los sectores se observa una disminución en el costo unitario de electricidad entre los años 2021 y 2027 (**Figura 6-1** (a)); que puede explicarse por las proyecciones del plan de expansión, según las cuales entre estos años se espera la entrada de 3.934 MW de

potencia en diferentes tecnologías; lo cual comparado con la proyección de crecimiento poblacional tendría una dinámica de disminución de los precios promedio. Sin embargo, a partir del año 2028 se espera un nuevo incremento en los precios, ya que la entrada de nueva capacidad se compensa con el incremento de la demanda total del sistema dada por la dinámica poblacional. Adicionalmente, se observa que el costo unitario del sector terciario es más alto que en los demás sectores (**Tabla 6-1**), y que dicha tendencia se conserva durante toda la simulación (**Figura 6-1 (a)**).

**Tabla 6-1:** Indicadores sectoriales de la corrida de referencia BAU. Fuente: elaboración propia

Indicador	Sector		
	Residencial	Terciario	Industrial
Costo unitario máximo [\$/kWh]	435,4	476,2	368,4
Costo unitario mínimo [\$/kWh]	383,4	415,4	335,7
Costo unitario promedio [\$/kWh]	405,4	439,7	350,4
Desviación estándar del Costo unitario [\$/kWh]	15,3	18,6	8,0
Pico de consumo de demanda [GWh/día]	6,1	2,8	2,5
Diferencia Demanda máxima – Demanda mínima [GWh]	2,7	1,3	0,3

Respecto a los resultados generales del sistema interconectado nacional (SIN), se observa como la curva de carga total del sistema aumenta del inicio al final de la simulación (**Figura 6-1 (b)**). La demanda pico del sistema se encuentra en 11,5 GWh/día al final de la simulación, y la diferencia entre la demanda máxima y la mínima del sistema en un día es de 3,7 GWh. Se observa que existe un leve incremento en la relación entre la demanda máxima y mínima del sistema durante el tiempo de simulación, respecto a su valor inicial en 2020, obteniendo un valor promedio de 1.46, y una desviación estándar de 0.01. Este resultado se explica por las dinámicas del comportamiento conjunto entre los sectores, incluyendo residencial, terciario, industrial, y el de los otros sectores.

En términos ambientales, la simulación de referencia (BAU) consigue un total acumulado de 150,2 millones de tCO<sub>2</sub> (**Figura 6-1 (d)**). Finalmente, la relación entre la demanda máxima y mínima del sistema (**Figura 6-1 (c)**), tiene una leve variación durante toda la corrida de 1,4 a 1,5; este resultado indica que la curva de carga no es plana, y por tanto existen momentos en el día en el que el sistema es subutilizado, dado que se requiere una capacidad instalada alta para satisfacer los picos de consumo.

## 6.2 Evaluación de políticas

En esta sección se presentan los resultados de la evaluación de políticas para la participación de la demanda a partir de diferentes configuraciones de la plataforma.

### 6.2.1 Evaluación de políticas orientadas a la respuesta de preguntas específicas

Un posible uso de la plataforma consiste en su configuración para responder preguntas específicas para cada sector o para el sistema completo. A continuación, se presentan algunos ejemplos y sus resultados.

#### 6.2.1.1 Alternativas de participación de la demanda con mayores efectos ambientales, técnicos y de ahorro para los usuarios

En esta sección se analizan los resultados de indicadores para el mercado eléctrico colombiano, incluyendo las variaciones en emisiones de CO<sub>2</sub>, las variaciones en la curva de carga del sistema, las diferencias entre la demanda máxima y la mínima, y el ahorro acumulado en la factura promedio por sector (residencial, terciario e industrial).

La pregunta que se analiza es: *¿Qué alternativas de participación de la demanda tienen mayores efectos ambientales, de desempeño técnico y de ahorro para los usuarios en el sistema?* Lo anterior suponiendo la ausencia de políticas de participación de la demanda, usuarios que realizan alternativas de participación en todos los sectores, y usuarios poco sensibles al precio.

Para resolver esta inquietud se configura la plataforma habilitando cada alternativa de participación (como se especifica en la **Tabla 6-2**), configurando los usuarios como poco sensibles al precio, estableciendo que no hay políticas de información, financieras, y que, en cuanto a políticas de mercado, no se permite la inyección a la red. Se establece un costo unitario plano, excepto para la respuesta de la demanda, alternativa para la cual se establece un costo en tiempo real (RTP).

**Tabla 6-2:** Nomenclatura de alternativas de participación de la demanda analizadas. Fuente: elaboración propia.

Alternativas de participación de la demanda	Nomenclatura
Microgeneración (instalación para satisfacer consumo promedio)	MP
Microgeneración (instalación para satisfacer consumo promedio y baterías)	MPB
Microgeneración (sobre instalación)	MS
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	MSB
*Respuesta de la demanda	DR
Eficiencia	E
Conservación	C
Eficiencia + Conservación + *Respuesta de la demanda	ECDR

\*Sólo sucede en el sector residencial

De acuerdo con la **Tabla 6-2** se incluyen de forma individual las alternativas de microgeneración con y sin almacenamiento, respuesta de la demanda (que sólo se incluye para el sector residencial), eficiencia y conservación; y una alternativa adicional que contempla la realización conjunta de eficiencia, conservación y respuesta de la demanda.

La alternativa de microgeneración, con y sin almacenamiento, se analiza para usuarios que instalan sistemas dimensionados para satisfacer su consumo promedio (MP y MPB), y para usuarios que instalan sistemas que pueden satisfacer el doble de su consumo promedio, es decir sistemas sobre instalados (MS y MSB), de acuerdo con los supuestos presentados en la sección 5.4 y las especificaciones de la **Tabla 6-3**.

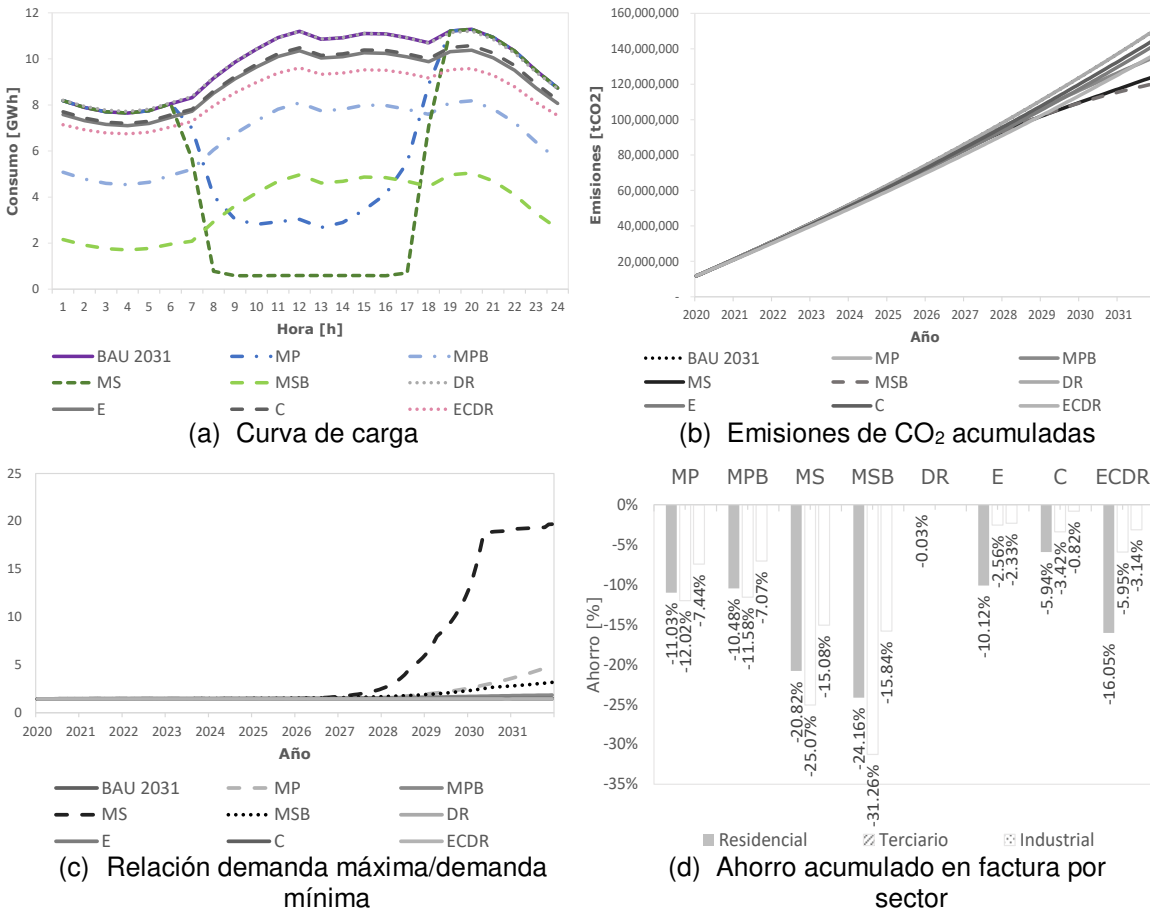
**Tabla 6-3:** Especificación de capacidad en sistemas de microgeneración y baterías para consumo promedio y sistemas sobre instalados. Fuente: elaboración propia.

Sector	Sistemas para consumo promedio		Sistemas sobre instalados	
	Capacidad Instalada FV	Baterías de gel 12V / 200Ah	Capacidad Instalada FV	Baterías de gel 12V / 200Ah
Residencial	1,25 kW	1	2,5 kW	2
Terciario	7 kW	5	14 kW	12
industrial	89,25 kW	71	178,5 kW	143

Los sistemas sobre instalados se incluyen porque a partir del conocimiento de casos de mercados eléctricos como el californiano (Sioshansi, 2016), se observa que la generación fotovoltaica en grandes proporciones puede ocasionar desbalances del sistema, más aún, éstos fenómenos que pueden derivarse de una amplia difusión de la microgeneración y/o de usuarios que se sobre instalan, han sido alertados previamente en la literatura como se discute en la sección 2.3 (Castaneda, Jimenez, et al., 2017; der Veen & De Vries, 2009; Eid et al., 2014; Jimenez et al., 2016).

A continuación, en la **Figura 6-2** y **Tabla 6-4** se presentan los resultados comparativos.

**Figura 6-2:** Indicadores de desempeño comparativos para las alternativas sin políticas. Fuente: elaboración propia.



La **Tabla 6-4** muestra que en la relación de microgeneración respecto al consumo (válida únicamente para alternativas relacionadas con microgeneración) los sistemas sobre instalados producen una cantidad mayor de microgeneración, ya sea con o sin baterías, respecto a los sistemas que tienen una capacidad instalada para atender sólo la demanda promedio.

Adicionalmente, respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, los resultados en la **Figura 6-2 (b)** y la **Tabla 6-4** indican que la alternativa de microgeneración es la que más aporta en la reducción de emisiones, ya que las reducciones que podría lograr (sin el apoyo de políticas) se ubican entre 9,9% y 19,9% en sistemas con y sin almacenamiento. Por el contrario, la alternativa que menor impacto en la reducción de emisiones presenta es la respuesta de la demanda (DR), lo cual concuerda con hallazgos previos para el mercado Nórdico (Huuki et al., 2020); y se explica porque DR sólo modifica las horas en que se consume la electricidad, pero no disminuye el consumo neto. También se observa que la

combinación de alternativas diferentes a microgeneración, incluyendo eficiencia, conservación y respuesta de la demanda (ECDR), logra un 9,2% de reducción de emisiones, comparable apenas con lo que alcanza la alternativa de microgeneración dimensionada para el consumo promedio.

**Tabla 6-4:** Indicadores de desempeño comparativos para las alternativas sin políticas.  
Fuente: Elaboración propia.

Criterio de desempeño		Configuración							
		MP	MPB	MS	MSB	DR	E	C	ECDR
Des. ambiental y aceptabilidad política	Microgeneración/Consumo	12,3%	12,1%	27,0%	27,6%	----	----	----	----
	Emisiones acumuladas de CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	135,1	135,3	124,3	120,3	150,2	141,8	144,9	136,5
	Variación en emisiones de CO <sub>2</sub>	-10,1%	-9,9%	-17,2%	-19,9%	0,0%	-5,6%	-3,5%	-9,2%
Desempeño técnico	Variación de la demanda requerida a la red al final de la corrida	-33,5%	-33,3%	-45,7%	-65,8%	0,0%	-7,6%	-6,4%	-14,0%
	Variación acumulada de la demanda requerida a la red	-11,0%	-10,8%	-18,7%	-21,6%	0,0%	-6,1%	-3,8%	-9,9%
	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-30,9%	-34,0%	-42,2%	-67,0%	0,1%	-7,6%	-6,4%	-13,9%
	Demanda pico al final de la corrida [GWh]	11,5	8,2	11,5	4,8	11,4	10,5	10,7	9,7
	Variación en demanda pico al final de la corrida	0%	-28,9%	0%	-57,9%	-0,8%	-8,1%	-6,5%	-15,1%
	Diferencia demanda máx - Demanda mín en la curva al final de la corrida	9,1	3,7	10,9	3,3	3,6	3,3	3,4	2,9
	Excedentes del sistema/ Microgeneración	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Consecuentemente con los resultados anteriores, se observa que las mayores variaciones en la demanda del mercado eléctrico se obtienen con los sistemas de microgeneración (Figura 6-2 (a) y Tabla 6-4), principalmente con los sistemas sobre instalados, mientras que la alternativa de respuesta de la demanda no produce ninguna variación en el consumo neto durante la corrida. La combinación de alternativas diferentes a microgeneración

(ECCR) alcanzan una disminución de 14,0% en la demanda al final de la corrida, y una disminución acumulada de 9,9%.

En cuanto a la variación horaria, se observa que con la alternativa de microgeneración, en promedio el consumo horario disminuye, y puede disminuir sin apoyo de políticas hasta un 67% en promedio, sin embargo, como con la alternativa de respuesta de la demanda los consumos no se disminuyen, sino que se desplazan, se observa que hay una variación horaria promedio de 0,1% en la curva de carga total del sistema, debido a los cambios producidos en el sector residencial (**Figura 6-2** (a) y **Tabla 6-4**).

Otro resultado interesante en cuanto al desempeño del sistema es el concerniente a la demanda pico y su variación. Los resultados indican que las alternativas de microgeneración sin el uso de sistemas de almacenamiento no contribuyen en la disminución de la demanda pico, puesto que ésta sucede precisamente en las horas donde no hay generación solar. Sin embargo, el adicionar almacenamiento a estos sistemas convierte a esta alternativa en aquella con mayor contribución a la disminución de la demanda pico, con disminuciones al final de la corrida entre 28,9% y 57,9%. Lo anterior ocurre porque el almacenamiento permite distribuir la electricidad generada por los prosumidores durante todo el día y, por tanto, la disminución del consumo sucede durante todas las horas del día incluyendo las horas pico.

Las alternativas diferentes a microgeneración contribuyen en menor proporción a la disminución del pico de consumo, y se destaca en éstos el aporte de las alternativas combinadas (ECCR) que llega a ser de 15,1% al final del tiempo de simulación. La respuesta de la demanda, que es la alternativa de la cual se esperaba el mayor aporte en la disminución de la demanda pico logra contribuir con una disminución de tan sólo 0,8%, lo cual se da porque en el modelo sólo el sector residencial realiza DR, y lo hace en algunos usos muy limitados, debido a los supuestos con los que fue construido (ver sección 5.3.1).

El criterio de diferencia de demanda máxima y demanda mínima ayuda a identificar qué tan plana es la curva de carga, este criterio es mejor mientras menor sea esta diferencia, ya que esto facilitará la operación del sistema y evitará costos asociados a la sobre instalación del mercado para atender los picos de consumo. Se observa que las alternativas diferentes a microgeneración presentan, en general, mejor desempeño en este indicador, y que las alternativas combinadas (ECCR) presenta la menor diferencia entre todas las alternativas. Sin embargo, si a los sistemas con microgeneración se les incluye



sistemas de almacenamiento se logra obtener una curva de carga más plana, comparable con los resultados de las demás alternativas (**Tabla 6-4**). Un indicador complementario a éste se presenta en la **Figura 6-2** (c), y es el ratio de demanda máxima respecto a la demanda mínima, se observa que las alternativas con microgeneración sin almacenamiento, y en especial la alternativa en el caso de sobre instalación, va incrementando este indicador, lo que significa que se requerirá, con el tiempo, de un sistema sobredimensionado para atender tan sólo una fracción de la demanda en el día, lo que hará que el sistema vaya volviéndose más costoso para los usuarios de la red.

Adicionalmente, se observa que ninguna alternativa logra generar excedentes de microgeneración que contribuyan al mercado en su conjunto, puesto que al no haber políticas no se considera inyección a la red, por tanto, los excedentes que llegaran a existir de la microgeneración renovable se perderían y no serían percibidos por el sistema interconectado nacional (**Figura 6-2** (a) y **Tabla 6-4**).

Finalmente, con respecto a los ahorros acumulados para los usuarios por sectores, la **Figura 6-2** (d), muestra que los mayores ahorros provienen de los sistemas de microgeneración, en especial de los sistemas cuando están sobre instalados, incluso cuando se tienen baterías incluidas; o también se obtienen beneficios significativos con la combinación de alternativas de eficiencia, conservación y respuesta de la demanda (ECDR) en el sector residencial.

### **6.2.1.2 Evaluación de políticas para favorecer la entrada de microgeneración**

Considerando que los sistemas de microgeneración presentaron mayores impactos en el sistema (ver pregunta de la sección anterior), en esta sección se procura responder la pregunta: *¿Qué políticas individuales presentan un mejor desempeño para la entrada de microgeneración en el mercado eléctrico colombiano?* Esta pregunta se formula porque, aunque en la sección anterior se encontró una penetración favorable en el mercado colombiano aún sin políticas, la legislación actual considera la posibilidad de incluir políticas para favorecer su difusión (Congreso de la República de Colombia, 2014), adicionalmente en mercados internacionales se han implementado diversas políticas para su despliegue como se presenta en el Capítulo 3; y se busca analizar qué efectos tendrían algunas de dichas políticas en el caso colombiano.

Para resolver el interrogante planteado se analizan los resultados de indicadores para el mercado en general, e indicadores sectoriales de difusión.

A continuación, se exponen los principales resultados de las políticas comparando sus efectos en los casos de instalación para sistemas con sobre instalación con y sin almacenamiento (los resultados para el análisis del caso de instalación de consumo promedio se presentan el Anexo E), teniendo en cuenta que en todos los casos se consideran usuarios poco sensibles al precio, y una tarifa de costo unitario plano (numerado como 6, ver **Tabla 6-5**).

**Tabla 6-5:** Nomenclatura para el análisis de los casos de políticas para microgeneración con sobre instalación. Fuente: elaboración propia.

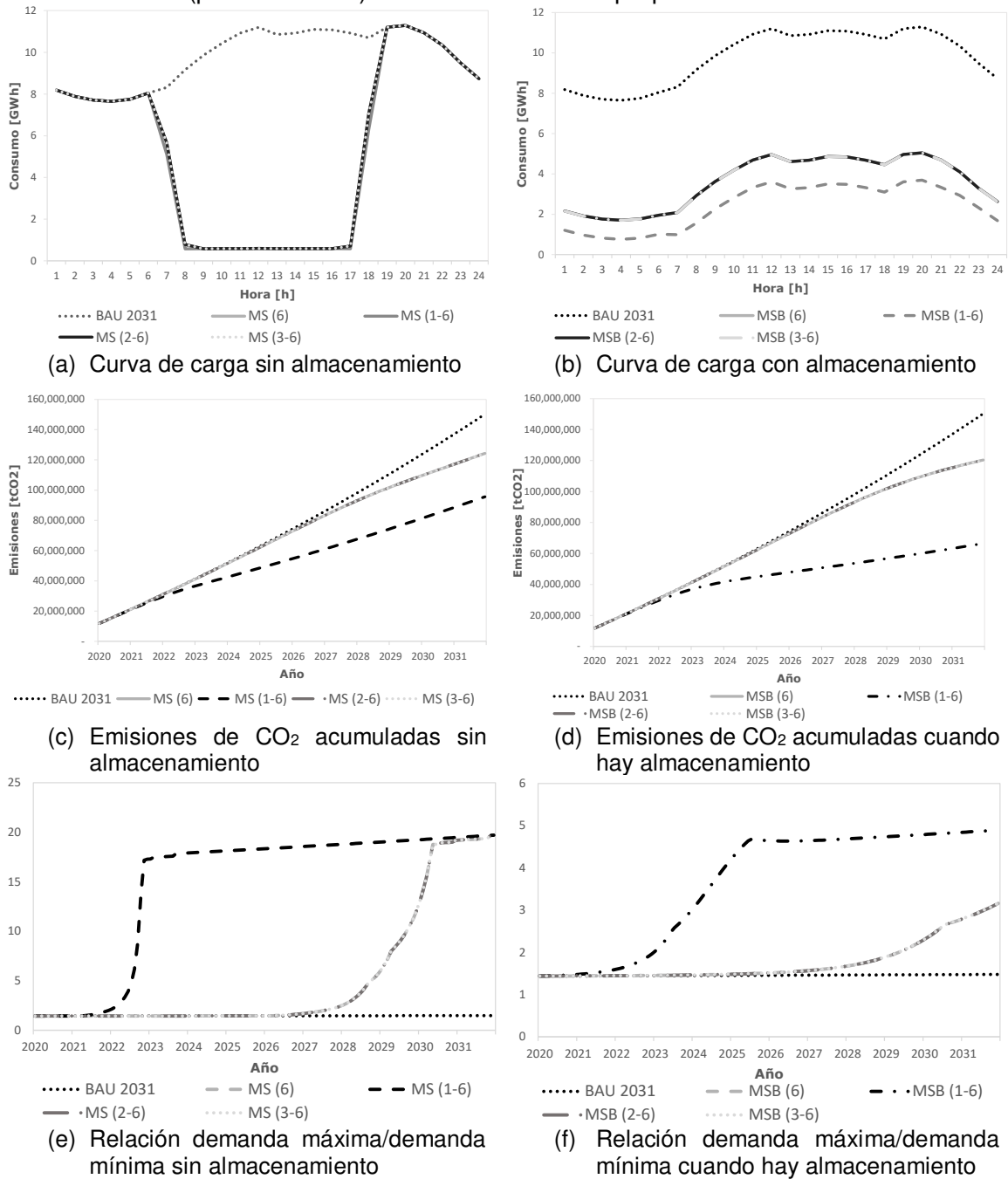
Alternativa	Política	Nomenclatura
Microgeneración (sobre instalación)	Sin política y (6) CU plano	MS (6)
Microgeneración (sobre instalación)	(1) Campaña de información y (6) CU plano	MS (1-6)
Microgeneración (sobre instalación)	(2) Incentivo tributario – IVA -20% y (6) CU plano	MS (2-6)
Microgeneración (sobre instalación)	(3) Incentivo financiero – Subsidios 20% y (6) CU plano	MS (3-6)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	Sin política y (6) CU plano	MSB (6)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	(1) Campaña de información y (6) CU plano	MSB (1-6)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	(2) Incentivo tributario – IVA -20% y (6) CU plano	MSB (2-6)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	(3) Incentivo financiero – Subsidios 20% y (6) CU plano	MSB (3-6)

Para el caso con sobre instalación se observa que las políticas de información (MS (1-6) y MSB (1-6)) son los que generan mayor microgeneración respecto al consumo (**Tabla 6-6**). Es más, la microgeneración que produce el sistema llega incluso a superar el consumo total (102,9% y 157,2% respectivamente); sin embargo, en ninguno de los casos hay excedentes entregados a la red (**Tabla 6-6** y **Figura 6-3** (a) y (b)), pues no se analizó la inclusión de políticas de mercado como la inyección a la red. Lo anterior significaría que se está perdiendo la posibilidad de que los usuarios apoyen al sistema con generación renovable. Se observa, además, que la relación microgeneración respecto al consumo en el caso de políticas financieras es mayor que el caso base de la alternativa sin políticas (MS (6) y MSB (6)), pero muy similar a éste, en sistemas con y sin almacenamiento.

Consecuentemente, las políticas de información logran las mayores disminuciones de emisiones en ambos tipos de configuraciones, mientras que las políticas financieras

también contribuyen en la disminución de emisiones, pero su efecto es menos significativo comparado con el efecto de las políticas de información (Tabla 6-6 y Figura 6-3 (c) y (d)).

**Figura 6-3:** Resultados de políticas comparativos para alternativas microgeneración con sobreinstalación considerando sistemas sin almacenamiento (panel izquierdo) y con almacenamiento (panel derecho). Fuente: elaboración propia.



**Tabla 6-6:** Indicadores de desempeño comparativos de políticas para alternativas de microgeneración con sobreinstalación. Fuente: Elaboración propia.

Criterio de desempeño		Configuración MS				Configuración MSB			
	Indicador	MS (6)	MS (1-6)	MS (2-6)	MS (3-6)	MSB (6)	MSB (1-6)	MSB (2-6)	MSB (3-6)
Desempeño ambiental y aceptabilidad política	Microgeneración / Consumo	27,0%	102,9%	27,0%	27,0%	27,6%	157,2%	27,7%	27,8%
	Emissiones acumuladas de CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	124,3	95,7	124,3	124,3	120,3	66,5	120,3	120,2
	Variación en emisiones CO <sub>2</sub>	-17,2%	-36,3%	-17,2%	-17,3%	-19,9%	-55,8%	-19,9%	-20,0%
	Costo Política por tCO <sub>2</sub> ahorrada (COP/tCO <sub>2</sub> )	----	136,39	70.281,6	438.982,8	----	88,85	120.646,2	752.367,9
	Costo Política por tCO <sub>2</sub> ahorrada (USD/tCO <sub>2</sub> )	----	0,04	20,08	125,42	----	0,03	34,47	214,96
Desempeño técnico	Variación de la demanda requerida a la red al final de la corrida	-45,7%	-46,1%	-45,7%	-45,7%	-65,8%	-75,4%	-65,8%	-65,9%
	Variación acumulada de la demanda requerida a la red	-18,7%	-39,4%	-18,7%	-18,7%	-21,6%	-60,5%	-21,6%	-21,7%
	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-42,2%	-42,7%	-42,2%	-42,2%	-67,0%	-76,5%	-67,0%	-67,0%
	Demanda pico al final de la corrida [GWh]	11,5	11,5	11,5	11,5	4,8	3,8	4,8	4,8
	Variación en demanda pico al final de la corrida	0%	0%	0%	0%	-57,9%	-67,2%	-57,9%	-58,0%
	Diferencia demanda máx - Demanda mín en la curva al final de la corrida	10,9	10,9	10,9	10,9	3,3	3,0	3,3	3,3
	Excedentes del sistema/Microg	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Respecto a los costos de la política por emisión ahorrada, la política financiera de subsidios a los equipos es la que resulta más costosa, con valores entre los 125,42 USD/tCO<sub>2</sub> ahorrada y 214,96 USD/tCO<sub>2</sub> ahorrada (**Tabla 6-6**); ya que el requerimiento de capital es elevado comparado con el efecto que logra. Por su parte las políticas de información terminan siendo más económicas (entre 0,03 USD/tCO<sub>2</sub> ahorrada y 0,04 USD/tCO<sub>2</sub> ahorrada) debido al gran impacto que tienen en la disminución de emisiones (**Tabla 6-6**).

En lo concerniente a las variaciones en la demanda, se observa que las políticas de información generan efectos de variación acumulada más significativos (**Tabla 6-6** y **Figura 6-3** (a) y (b)), lo cual se explica porque logran acelerar el tiempo de adquisición de las tecnologías incluso antes de la mitad del tiempo del caso sin políticas (ver **Tabla 6-7**). En el caso de las políticas financieras, éstas logran contribuir con disminuciones en la demanda, pero su efecto no acelera las curvas de difusión. Una explicación de la poca capacidad de las políticas financieras de mejorar la adopción es que los sistemas se encuentran en paridad de red para sistemas sin baterías.

Finalmente se observa que las políticas de información en sistemas sin almacenamiento no tienen efecto sobre el pico de consumo, mientras en sistemas con almacenamiento ayudan a disminuirlo (más del 67% al final de la corrida). En la **Figura 6-3** (e) y (f), se observa cómo las políticas de información pueden incluso producir dificultades de operación del sistema ya que se incrementa la relación entre la demanda máxima y mínima.

**Tabla 6-7:** Indicadores de difusión comparativos de políticas para alternativas de microgeneración con sobreinstalación. Fuente: elaboración propia

Escenario	Sector					
	Residencial		Terciario		Industrial	
	Penetración	Tiempo adopción [años]	Penetración	Tiempo adopción [años]	Penetración	Tiempo adopción [años]
MS (6)	29,3%	8,7	44,3%	9,8	32,3%	11,5
MS (1-6)	30,0%	2,7	49,0%	2,8	49,3%	3,0
MS (2-6)	29,3%	8,7	44,3%	9,8	32,3%	11,5
MS (3-6)	29,3%	8,7	44,3%	9,8	32,3%	11,5
MSB (6)	29,2%	8,6	44,3%	9,7	32,1%	11,3
MSB (1-6)	29,9%	2,7	49,0%	2,8	49,3%	3,0
MSB (2-6)	29,3%	8,6	44,3%	9,8	32,1%	11,3
MSB (3-6)	29,3%	8,6	44,3%	9,8	32,1%	11,3

Los resultados para el caso de instalación de consumo promedio se presentan el Anexo E y son consistentes con los hallazgos del análisis para sistemas sobre instalados.

### 6.2.1.3 Evaluación de políticas para mejorar el desempeño del mercado ante la entrada de microgeneración

Como resultado del análisis de las dos preguntas previas, se identificó que la microgeneración puede traer beneficios, pero también dificultades en la operación del

mercado eléctrico colombiano. Por tanto, se analiza si las políticas de mercado podrían contribuir con el desempeño del mercado ante la entrada de sistemas de microgeneración sobre instalados. A continuación, se presentan resultados para sistemas sobre instalados con y sin almacenamiento, y usuarios poco sensibles a los precios. Se incluye también el efecto combinado con políticas de información, ya que se identificó previamente que éstas tienen efectos importantes en la difusión de la microgeneración.

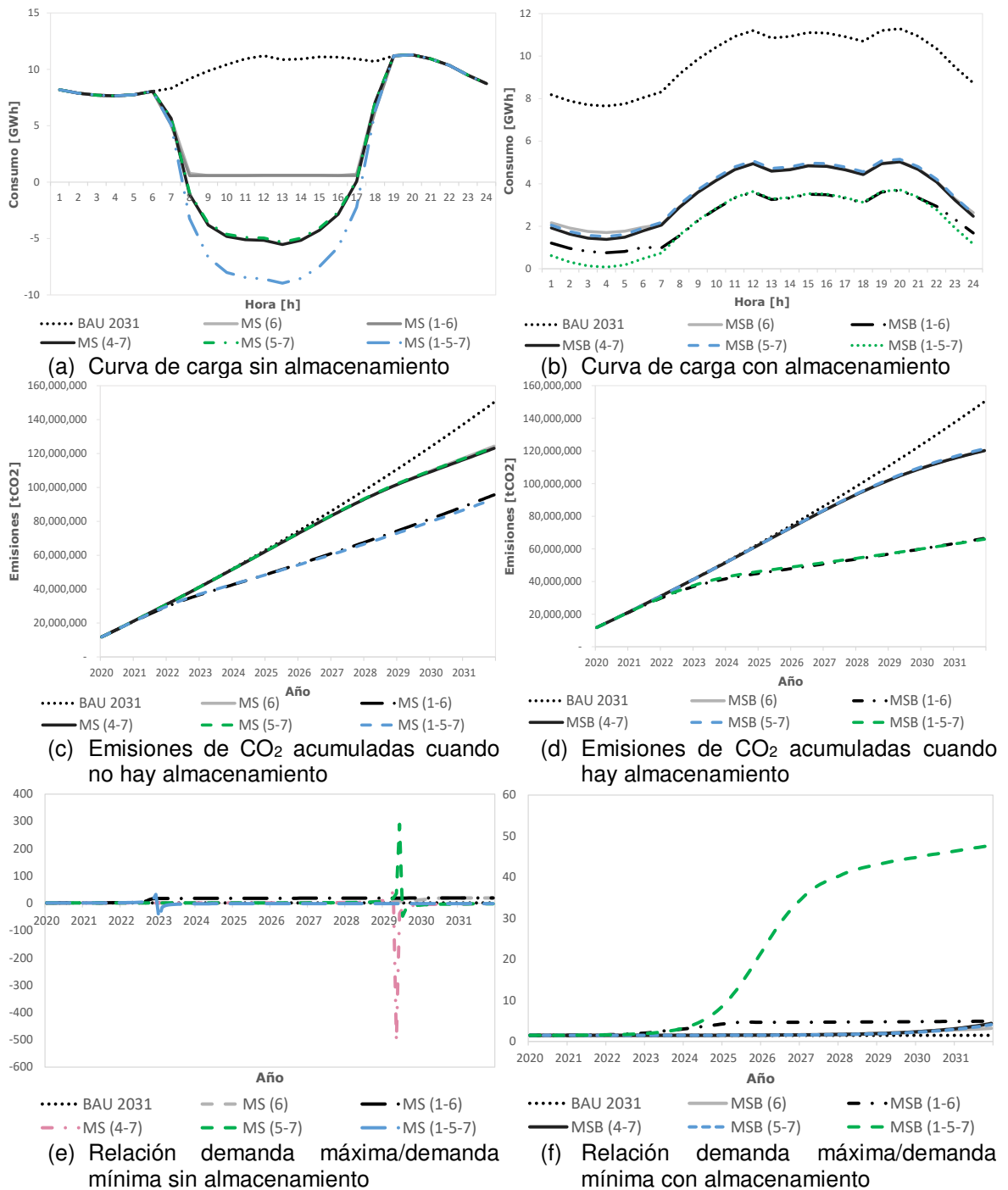
En la **Tabla 6-8** se presenta la nomenclatura de los casos analizados. En la **Figura 6-4** y **Tabla 6-9** se presentan los resultados.

**Tabla 6-8:** Nomenclatura para el análisis de los casos de políticas para microgeneración con sobre instalación. Fuente: elaboración propia.

Alternativa	Política	Nomenclatura
Microgeneración (sobre instalación)	Sin política y (6) CU plano	MS (6)
Microgeneración (sobre instalación)	(1) Campaña de información y (6) CU plano	MS (1-6)
Microgeneración (sobre instalación)	(4) Inyección a la red con esquema NEM y (7) CU como RTP	MS (4-7)
Microgeneración (sobre instalación)	(5) Inyección a la red con esquema NEBC y (7) CU como RTP	MS (5-7)
Microgeneración (sobre instalación)	(1) Campaña de información, (5) Inyección a la red con esquema NEBC y (7) CU como RTP	MS (1-5-7)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	Sin política y (6) CU plano	MSB (6)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	(1) Campaña de información y (6) CU plano	MSB (1-6)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	(4) Inyección a la red con esquema NEM y (7) CU como RTP	MSB (4-7)
Microgeneración (sobre instalación y baterías)	(5) Inyección a la red con esquema NEBC y (7) CU como RTP	MSB (5-7)

Como resultados se observa que las políticas de mercado respecto a permitir inyección a la red (4-7) y (5-7), contribuyen con el incremento de la microgeneración respecto al caso en que no se tienen políticas (**Tabla 6-9**). Adicionalmente, las mayores relaciones de microgeneración con respecto al consumo total se consiguen cuando se combinan políticas de información con políticas de inyección a la red (1-5-7) (en este caso analizada con el esquema de compensación colombiano *NEBC*), llegando a proporciones entre 156% y 160% respecto al consumo. Además, la inyección a la red permite que los excedentes sean entregados al sistema y puedan cubrir los requerimientos de otros usuarios (nacionales o internacionales), en este sentido para los sistemas sin almacenamiento se producen excedentes (es decir, se cubre toda la demanda del sistema y queda generación adicional inyectada a la red) entre 10% y 33% (**Tabla 6-9** y **Figura 6-4** (a)).

**Figura 6-4:** Resultados de políticas de información y mercado para alternativas microgeneración con sobreinstalación considerando sistemas sin (panel izquierdo) y con almacenamiento (panel derecho). Fuente: Elaboración propia.



Consistentemente, es la combinación de políticas de información y mercado la que contribuye con la mayor disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera (**Tabla 6-9** y **Figura 6-4** (c) y (d)) y, por tanto, el costo unitario de la política de información por tonelada

de CO<sub>2</sub> ahorrada disminuye comparada con las políticas de sólo información (entre 0,03 y 0,04 USD/tCO<sub>2</sub> ahorrada, ver **Tabla 6-9**).

De manera similar, con las políticas de mercado también se logra disminuir las emisiones respecto al caso sin políticas, excepto en el caso de compensar la inyección con esquema NEBC para sistemas sobre instalados con baterías, lo que parece indicar que el uso de NEBC podría desincentivar la sobre instalación en los sistemas más costosos como los que incluyen almacenamiento.

**Tabla 6-9:** Indicadores de desempeño comparativos de políticas de información y mercado para alternativas de microgeneración para sistemas sobre instalados. Fuente: Elaboración propia.

Criterio de desempeño		Configuración MS					Configuración MSB				
		MS (6)	MS (1-6)	MS (4-7)	MS (5-7)	MS (1-5-7)	MSB (6)	MSB (1-6)	MSB (4-7)	MSB (5-7)	MSB (1-5-7)
Desempeño ambiental y aceptabilidad política	Microgeneración / Consumo	27,0%	102,9%	28,3%	27,2%	160,4%	27,6%	157,2%	27,8%	26,3%	155,8%
	Emisiones acumuladas de CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	124,3	95,7	123,1	123,7	93,3	120,3	66,5	120,1	121,4	65,9
	Variación en emisiones de CO <sub>2</sub>	-17,2%	-36,3%	-18,1%	-17,7%	-37,9%	-19,9%	-55,8%	-20,0%	-19,2%	-56,1%
	Costo Política por tCO <sub>2</sub> ahorrada (COP/tCO <sub>2</sub> )	----	136,4	----	----	130,8	----	88,9	----	----	88,3
	Costo Política por tCO <sub>2</sub> ahorrada (USD/tCO <sub>2</sub> )	----	0,04	----	----	0,04	----	0,03	----	----	0,03
Desempeño técnico	Variación de la demanda requerida a la red al final de la corrida	-45,7%	-46,1%	-48,2%	-48,1%	-48,6%	-65,8%	-75,4%	-67,1%	-66,0%	-77,4%
	Variación acumulada de la demanda requerida a la red	-18,7%	-39,4%	-22,0%	-21,4%	-61,6%	-21,6%	-60,5%	-21,7%	-20,8%	-60,9%
	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-42,2%	-42,7%	-61,8%	-61,2%	-71,4%	-67,0%	-76,5%	-68,5%	-67,3%	-79,0%
	Demanda pico al final de la corrida [GWh]	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	4,8	3,8	4,8	4,9	3,8
	Variación en demanda pico al final de la corrida	0%	0%	0%	0%	0%	-57,9%	-67,2%	-58,1%	-57,1%	-67,0%
	Diferencia demanda máx - Demanda mín en la curva al final de la corrida	10,9	10,9	17,9	17,7	20,6	3,3	3,0	3,7	3,7	3,7
	Excedentes del sistema/ Microgeneración	0%	0%	11,0%	10,4%	33,3%	0%	0%	0%	0%	0%

En cuanto a los costos de las políticas, no sobra hacer la precisión de que incluir sólo políticas de mercado no tiene costo asociado en esta plataforma, debido a que la plataforma sólo cuantifica costos directos, y para permitir la inyección a la red se considera que los principales gastos para el regulador son de tipo administrativo, ver **Tabla 6-9**.



La variación de la demanda acumulada es mayor en los sistemas sobre instalados cuando se unen políticas de información y de mercado, indicando que, en el tiempo, logran un mayor impacto en la demanda del sistema, estas variaciones acumuladas llegan a ser disminuciones del consumo de más del 60% para sistemas con y sin almacenamiento, lo cual implica una transformación importante en la demanda del mercado eléctrico (**Tabla 6-9** y **Figura 6-4** (a) y (b)). Adicionalmente, las variaciones en el pico de consumo sólo tienen lugar cuando se consideran sistemas con almacenamiento y llegan a ser de hasta el 67% de disminución cuando se utilizan políticas de información (con o sin políticas de mercado).

Un aspecto relevante de la operación del sistema se encuentra en la diferencia entre la demanda máxima y la mínima, la cual se incrementa con el uso de políticas de información y mercado, pero de una manera más significativa en el caso de sistemas sin almacenamiento (**Tabla 6-9**). La **Figura 6-4** (e), permite observar que, en el caso sin baterías, las políticas de mercado con Net Metering (MS (4-7)) y Net Billing (MS (5-7)) producen el fenómeno de espiral de la muerte cerca del año 2029; mientras que la combinación de políticas de información y de inyección a la red (MS (1-5-7)) aceleran este fenómeno al año 2023. La espiral de la muerte es una consecuencia posible de la difusión de microgeneración en los mercados eléctricos (Castaneda, Jimenez, et al., 2017; Costello & Hemphill, 2014; Laws et al., 2017; Rochlin, 2016), y se describe como el incremento en los costos unitarios de la red, que incentiva a los usuarios a la mayor microgeneración y al menor consumo de la red (ver ciclos R1, R2, R3 y R4 de la **Figura 5-2**), llevando a que la demanda de la red pueda ser incluso negativa, cuando los excedentes superan el consumo en algunas horas del día, como se observa en la **Figura 6-4** (e).

Puede afirmarse entonces, a modo de conclusión de este análisis, que las políticas de información aceleran la difusión, y las políticas de mercado permiten aprovechar los beneficios de la transición, por ejemplo al tener excedentes de mercado que pueden utilizarse para satisfacer todo el consumo interno y quedando excedentes disponibles para transacciones adicionales, pero pueden desestabilizar el sistema al generar diferencias mayores entre las demandas máxima y mínima, y acelerar el fenómeno de espiral de la muerte. Por tanto, deberían implementarse de la mano con estrategias que propendan por mejorar el desempeño técnico del mercado. La alternativa de las baterías, además, pareciera tener un buen desempeño para ayudar a disminuir las diferencias entre el consumo pico y el consumo mínimo, contribuyendo a la estabilización del mercado.

Otros tipos de análisis pueden desarrollarse a partir de este estudio, por ejemplo, revisar la contribución en las curvas de difusión de combinar las políticas de información y mercado, que se presentan en el Anexo F, o la relación costo beneficio que implica para los usuarios el remunerar la inyección con un sistema de Net Metering vs Net Billing, con resultados como los que se presentan en el Anexo F.

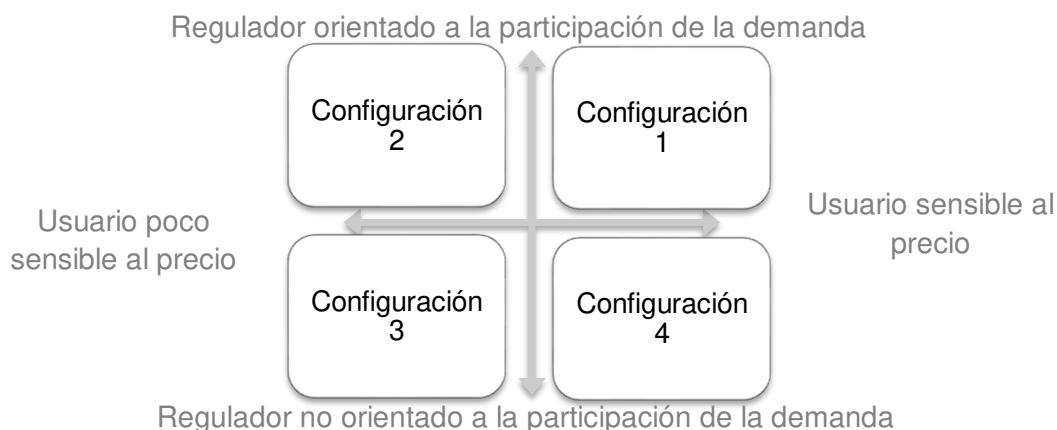
### 6.2.2 Construcción de configuraciones de evaluación

Una forma adicional de utilizar la plataforma consiste en la construcción y comparación de configuraciones resultantes de los cruces entre variables. En este caso se seleccionaron como variables el comportamiento del regulador y del usuario.

Se considera un eje para el papel del regulador que podría estar, o no, orientado a la participación de la demanda, y un eje que representa las actitudes del usuario al precio de las alternativas, que podría ser sensible o poco sensible (menos sensible pero no indiferente al precio). Las características que diferencian el comportamiento del regulador y del usuario en cada configuración se describen en la sección correspondiente. El esquema de las configuraciones se resume en la **Figura 6-5**.

Todas las configuraciones presentan en común que se considera el escenario medio de crecimiento del PIB, el Escenario 1 del Plan de Expansión de la UPME, y que el consumo promedio de electricidad por usuario se mantiene estable, de tal manera que los resultados pueden compararse con la línea base de consumo definida en la corrida BAU (sección 6.1).

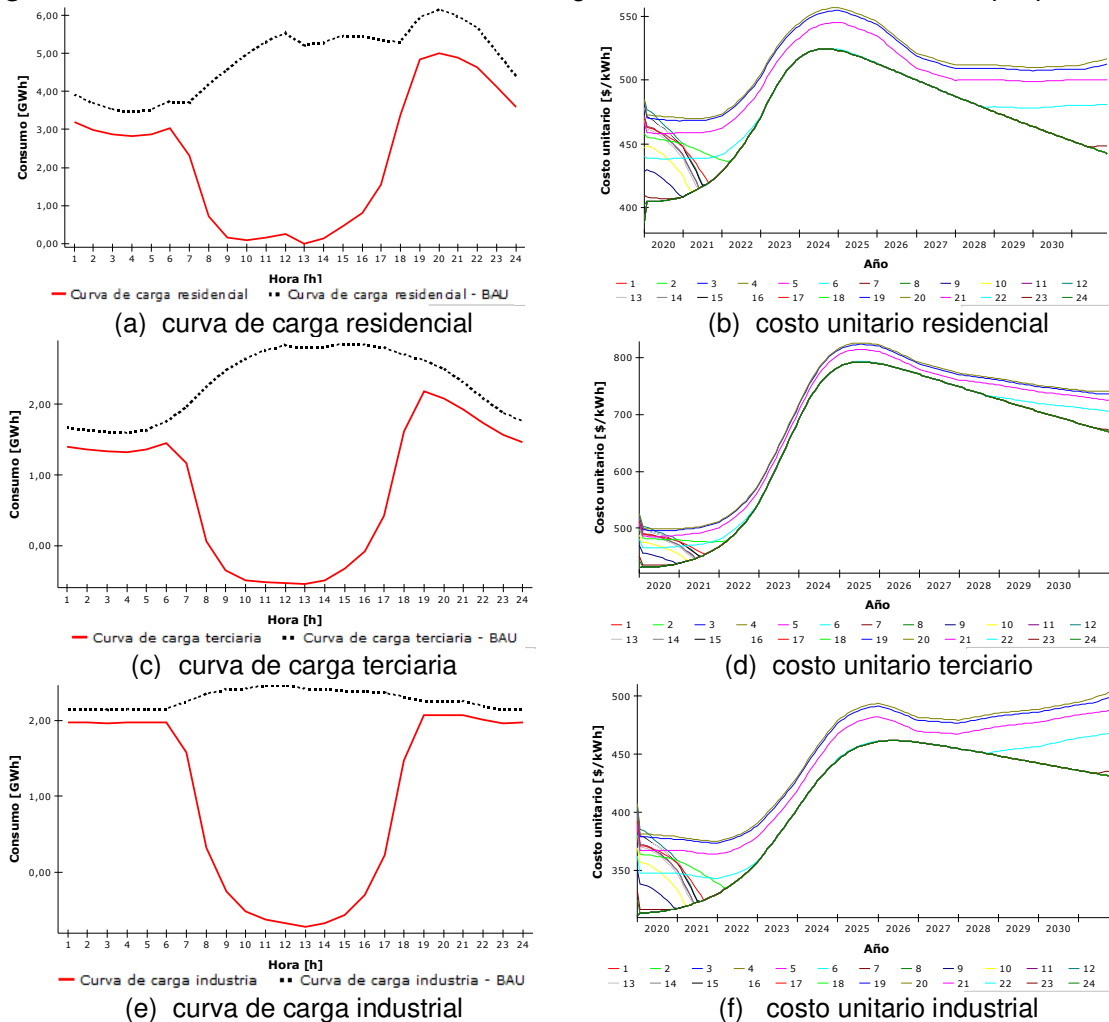
**Figura 6-5:** Configuraciones para el análisis de resultados. Fuente: elaboración propia.



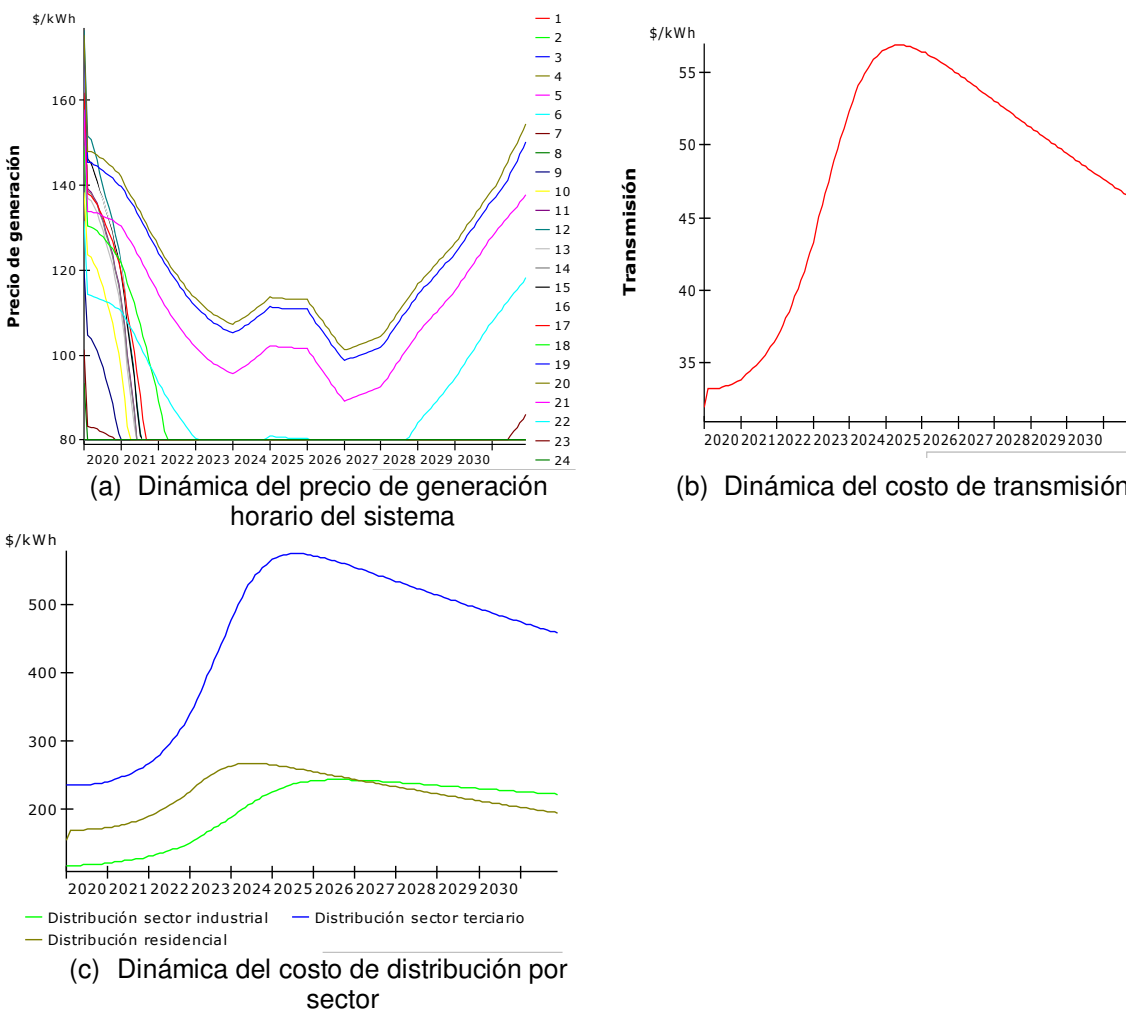
### 6.2.2.1 Configuración 1: Regulador orientado a la participación de la demanda y usuario sensible al precio

En esta configuración se cuenta con un regulador que favorece la participación de la demanda y, por tanto, implementa políticas de información, políticas financieras (utilizando incentivos tributarios y subsidios del 20% en las tecnologías que permiten la participación de la demanda), permite la inyección a la red y la remuneración con el sistema actual de la regulación colombiana (NEBC); y el costo unitario funciona con un esquema de tarifa en precio real (RTP). Por su parte los usuarios sensibles al precio, dadas las condiciones del regulador, buscarán realizar eficiencia, conservación, respuesta de la demanda y microgeneración, esta última la configurarán usando sistemas que satisfagan su requerimiento mensual promedio y no utilizarán baterías. Los resultados sectoriales de la configuración 1 se presentan en la **Figura 6-6, Figura 6-7, Tabla 6-10 y Anexo G.**

**Figura 6-6:** Resultados sectoriales de la configuración 1. Fuente: elaboración propia.



**Figura 6-7 :** Dinámica de los componentes del cu en la configuración 1. Fuente: elaboración propia



En la **Tabla 6-10** y **Figura 6-6** (b), (d) y (f), se observa que el sector terciario presenta los mayores costos unitarios, así como la mayor variabilidad de éstos durante la simulación. En la configuración 1, además, el sector industrial es el que presenta los costos unitarios más bajos.

Se observa que los costos unitarios tienden a incrementarse en los tres sectores a través del tiempo, obteniendo en comparación con el escenario BAU valores más altos para los tres sectores durante la corrida, llegando incluso a duplicar ese valor. Estos resultados se explican por los ciclos de realimentación B1, R1 y R2 de la hipótesis dinámica (**Figura 5-2**), ya que, mientras hay mayor participación de la demanda, habrá menor consumo de la red (demanda eléctrica al sistema), lo que ocasiona disminuciones en el precio de generación pero incrementos en los costos de distribución y transmisión, como se observa en **Figura**

**6-7;** por tanto, los efectos combinados de las interacciones de estas variables producen el incremento en el costo unitario a medida que va incrementando la participación de la demanda (Ver **Figura 7-6** en Anexo G). Luego del año 2024 se observa que los costos volumétricos tienden a disminuir un poco mientras el precio de generación incrementa, lo cual se explica porque las curvas de difusión de los elementos de participación de la demanda tienden a estabilizarse, entonces el incremento poblacional y de usuarios en cada sector hace que nuevamente se incremente un poco la demanda del sistema.

**Tabla 6-10:** Resultados sectoriales configuración 1. Fuente: elaboración propia.

Indicador		Sector		
		Residencial	Terciario	Industrial
Aceptabilidad política	CU máximo [\$/kWh]	556,8	826,4	504,8
	CU mínimo [\$/kWh]	388,6	429,4	311,8
	CU promedio [\$/kWh]	479,0	665,1	417,7
	Desviación estándar del CU [\$/kWh]	32,9	120,9	49,7
	LCOE promedio microgeneración [\$/kWh]	115,7	119,0	94,0
	Microgeneración/Consumo	50,8%	80,6%	65,5%
	Cambio en factura promedio del sector al final de la corrida	-51,4%	-58,4%	-48,7%
	Cambio en la factura acumulada del sector	-44,2%	-49,9%	-39,7%
	Relación Costo/Beneficio máxima de inyectar a la red	0,3	0,9	1,5
	Relación Costo/Beneficio mínima de inyectar a la red	-1,0	-1,0	-1,0
Desempeño técnico	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-50,4%	-57,8%	-55,0%
	Desv. estándar de la variación de la curva de carga	36,3%	36,3%	53,6%
	Pico de consumo de demanda [GWh/día]	5,0	2,2	2,1
	Diferencia en pico de consumo	-18,5%	-23,4%	-15,7%
	Diferencia Demanda máxima – Demanda mínima [GWh]	5,0	2,7	2,8
	Excedentes inyectados del sector/ Microgeneración del sector	0,03%	11,0%	12,7%
Difusión	Penetración Microgeneración	29,9%	48,9%	48,8%
	Tiempo adopción microgeneración [años]	2,8	3,0	3,0
	Penetración DR	0,5%	----	----
	Tiempo adopción DR [años]	11,9	----	----
	Penetración máxima Conservación	75,7%	42,6%	46,3%
	Tiempo máximo adopción conservación [años]	0,2	2,9	3,3
	Penetración máxima Eficiencia	74,1 %	49,4%	53,9%
	Tiempo máximo adopción eficiencia [años]	3,1	5,2	5,9

Con respecto a la microgeneración, el sector terciario es el que tiene una mayor microgeneración respecto a su consumo, siendo ésta del 81%, mientras el sector residencial es el que presenta una menor proporción llegando a casi el 51% (**Tabla 6-10**).

Lo anterior puede explicarse porque es el sector con un costo unitario promedio más alto, por tanto, la alternativa de microgeneración se puede percibir como más atractiva.

La participación de la demanda en esta configuración produce que los usuarios logren ahorrar al final de la corrida entre 48,7% y 58,4% de su consumo mensual; y su ahorro acumulado promedio por el sector se ubica entre 39,7% y 44,2%. Los mayores ahorros suceden en el sector terciario, lo que se asocia las mayores tasas de penetración de la tecnología de microgeneración fotovoltaica en este sector (**Tabla 6-10**).

La combinación de diferentes alternativas de participación de la demanda permite que, incluso con sistemas de microgeneración dimensionados para la satisfacción del consumo promedio, se generen excedentes de generación por sector para ser inyectados a la red (**Tabla 6-10** y **Figura 6-6** (a), (c) y (d)). Estos excedentes son mayores en el sector industrial y menores en el sector residencial (variando entre 0,03% y 12,70%). Esto sucede a pesar de que la penetración de alternativas diferentes a la microgeneración es mayor en el sector residencial en comparación a los otros sectores, pero las tasas de adopción de microgeneración son superiores en los sectores no residenciales, indicando que la microgeneración puede ser una alternativa predominante para la variación de la demanda promedio.

Una explicación de lo anterior, se obtiene al analizar los beneficios de los usuarios al inyectar a la red; en este indicador se observa que el sector con mayores beneficios es el industrial con una relación costo beneficio de 1,5, indicando que gana dinero de los excedentes de su generación con esquema de compensación de Net Billing como está definido en la regulación colombiana actual (NEBC) (**Tabla 6-10**).

Con respecto a la operación, en comparación con el escenario base la mayor diferencia en el pico de consumo sucede en el sector terciario, y que en todos los sectores este pico se reduce, las reducciones están entre el 15,7% y el 23,4%. Las mayores diferencias entre la demanda máxima y la mínima se incrementan en todos los sectores, pero continúan siendo mayores en el sector residencial (**Tabla 6-10** y **Figura 6-6** (a), (c) y (d)).

### 6.2.2.2 Configuración 2: Regulador orientado a la participación de la demanda y usuario poco sensible al precio

En esta configuración se analizan los resultados de combinar un regulador que propicia condiciones para favorecer la participación de la demanda con un usuario que es menos sensible a las diferencias de precios (pero no indiferente).

Se tendrá entonces un regulador que utiliza campañas de información, permite la inyección a la red de los excedentes de generación y los remunera bajo el sistema NEBC, e implementa un esquema de costo unitario de energía establecido como precio en tiempo real (RTP). Adicionalmente, el regulador implementará incentivos tributarios con disminución del IVA en un 20% y subsidios al costo de adquisición inicial del 20% de los equipos que requieran los usuarios para hacer gestión de la demanda.

Con estas condiciones, los usuarios poco sensibles al precio tendrán un gamma más bajo que los usuarios sensibles (factor de elección en el logit), harán eficiencia, respuesta de la demanda (sólo en el sector residencial) y microgeneración (utilizando sistemas sólo hasta su requerimiento mensual promedio y sin almacenamiento). Estos usuarios no tomarán acciones de conservación de la energía.

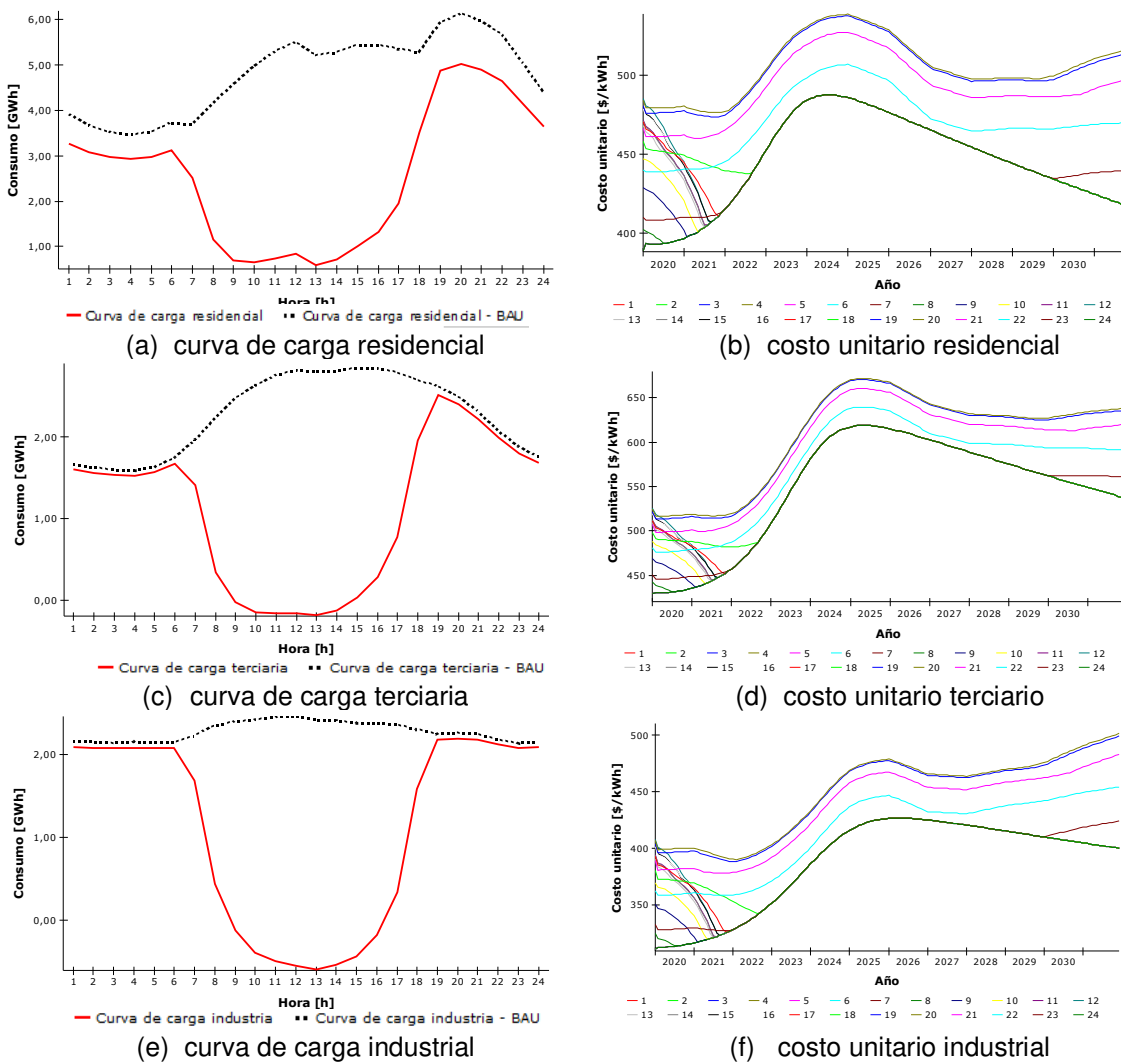
Los resultados por sector de esta configuración se presentan en la **Figura 6-8**, **Figura 6-9** y **Tabla 6-11**, y las dinámicas de difusión se presentan en la **Figura 7-7** del **Anexo G**.

En esta configuración se observa que los costos unitarios tienden a incrementarse en el tiempo para los tres sectores, ese incremento puede asociarse a los efectos de la participación de la demanda sobre la demanda eléctrica al sistema (**Figura 6-8** (b), (d), (f) y **Tabla 6-11**); puesto que de forma similar que en la configuración 1, la mayor participación de la demanda reduce la demanda eléctrica al sistema, ocasionando incrementos en los costos volumétricos de transmisión y distribución, que supera las disminuciones en el precio de generación, como explican los ciclos de realimentación B1, R1 y R2 de la hipótesis dinámica (**Figura 5-2**), y se verifica en la **Figura 6-9**.

Adicionalmente se observa que los incrementos en los costos unitarios de la configuración 2, al igual que en la configuración 1, dejan valores más altos en el sector terciario respecto a los demás sectores. Sin embargo, los valores máximos de los costos unitarios no son tan altos como en la configuración 1, lo que puede explicarse porque la variación en la demanda en la configuración 2 es inferior a la configuración 1 ya que los usuarios tienen

una alternativa de participación menos (en la configuración 2 no hacen conservación), y además tienen una menor relación de microgeneración respecto al consumo.

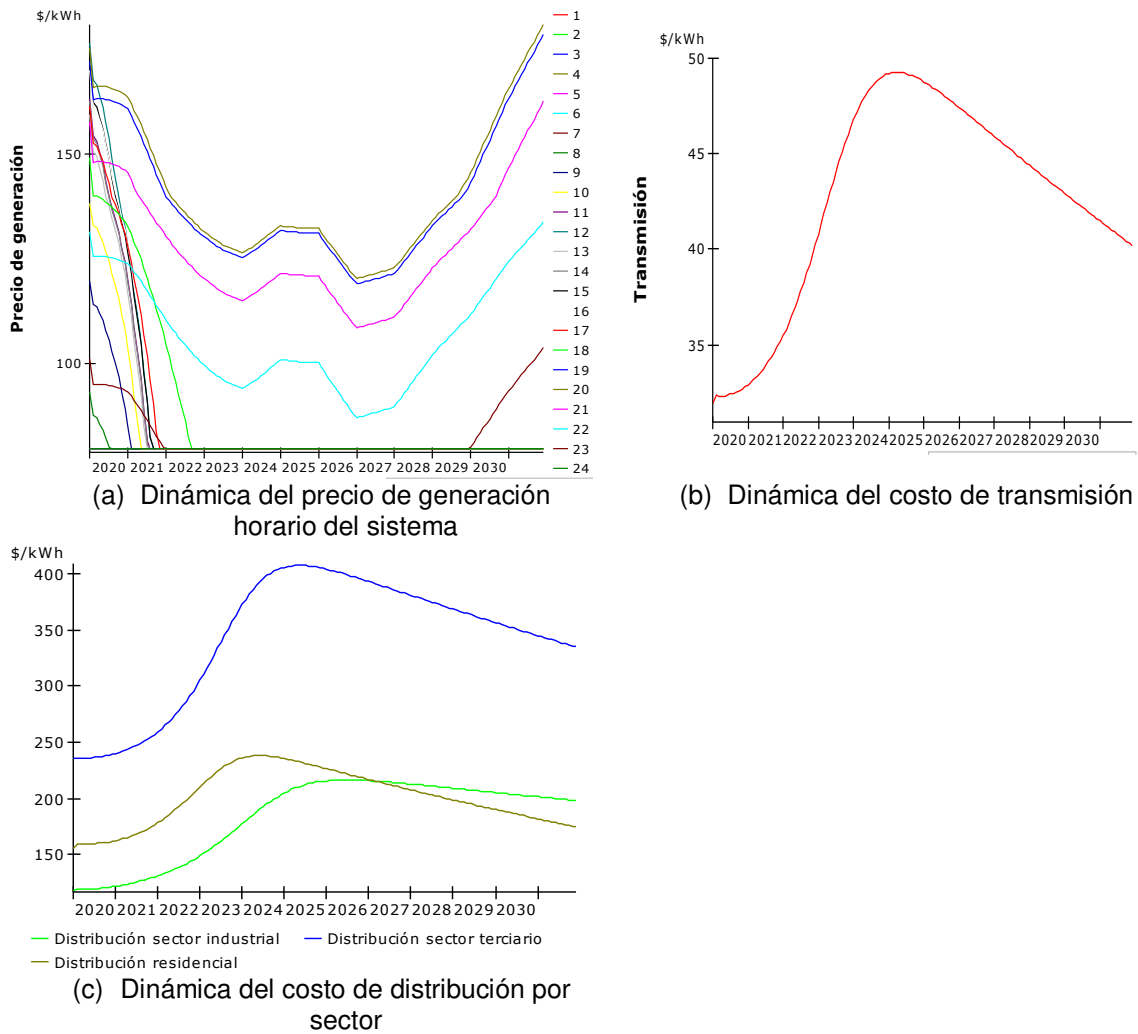
**Figura 6-8:** Resultados sectoriales de la configuración 2. Fuente: elaboración propia.



Se observa, además, que en el sector residencial los usuarios (en promedio) no obtienen beneficios por inyectar a la red excedentes; puesto que a pesar de que hay microgeneración no se alcanzan a tener excedentes para beneficiarse con el esquema de compensación NEBC (**Tabla 6-11**). Adicionalmente, en los sectores no residenciales sí se observan beneficios de inyectar a la red, y esta relación costo beneficio llega a ser de hasta 1,5 en el sector industrial (**Tabla 6-11**).



**Figura 6-9:** Dinámica de los componentes del cu en la configuración 2. Fuente: elaboración propia



Por otro lado, se observa que en esta configuración la mayor reducción en el pico de consumo se obtiene en el sector residencial (**Tabla 6-11** y **Figura 6-8** (a), (c), (e)).

En cuanto a la difusión de las alternativas de participación, se observa una difusión rápida, ya que las curvas de adopción encuentran su cambio de concavidad para todas las alternativas de participación consideradas en períodos inferiores a 6 años. Así que, aunque los usuarios sean poco sensibles al precio, un regulador orientado a la demanda puede contribuir a una rápida adquisición de alternativas de participación de la demanda (**Tabla 6-11** y **Figura 7-7** del **Anexo G**).

**Tabla 6-11:** Resultados sectoriales configuración 2. Fuente: elaboración propia

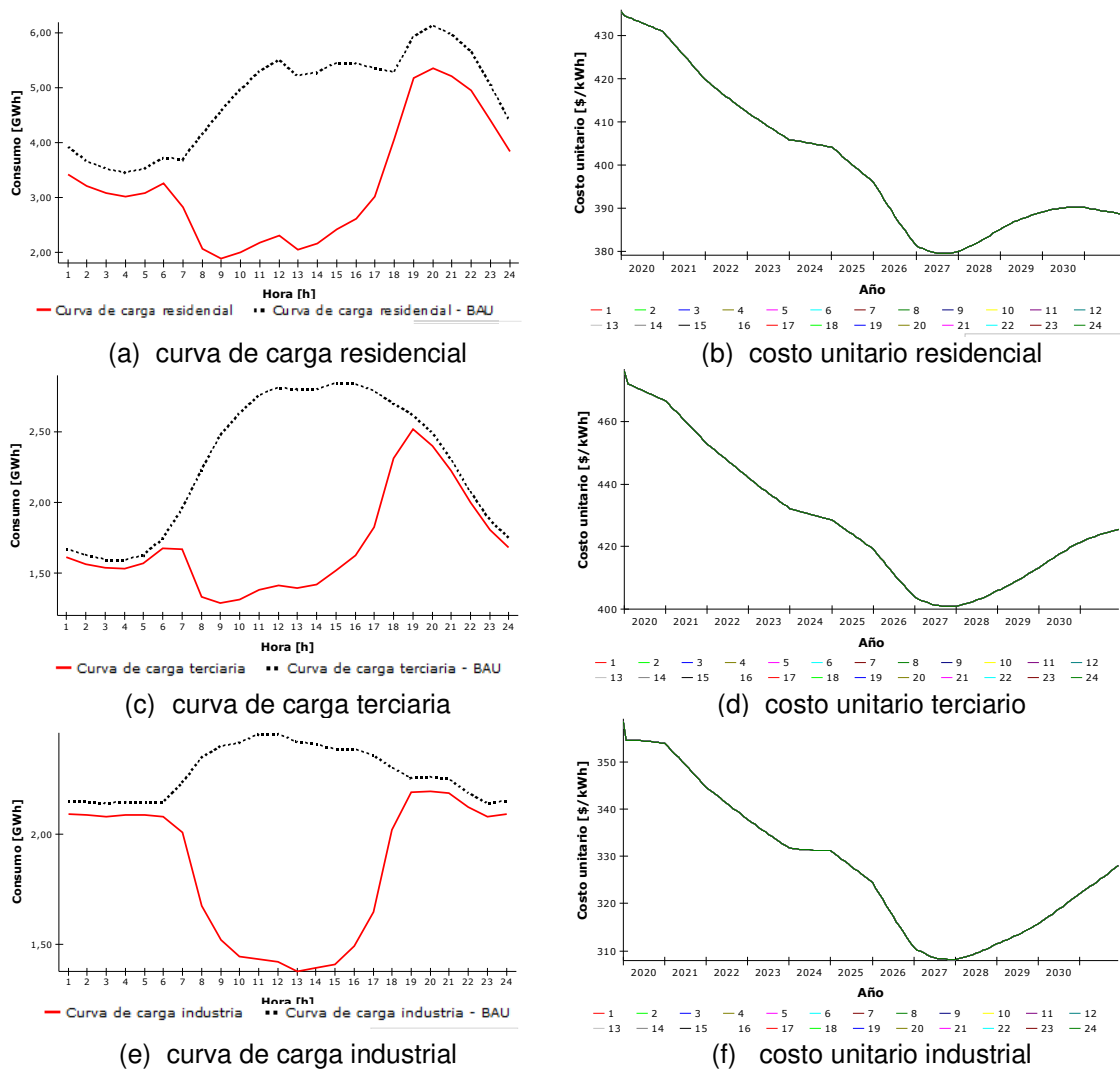
Indicador		Sector		
		Residencial	Terciario	Industrial
Aceptabilidad política	CU máximo [\$/kWh]	538,6	671,5	501,3
	CU mínimo [\$/kWh]	388,6	429,4	311,8
	CU promedio [\$/kWh]	455,5	558,5	399,0
	Desviación estándar del CU [\$/kWh]	25,2	56,5	35,8
	LCOE promedio microgeneración [\$/kWh]	115,7	119,0	94,0
	Microgeneración/Consumo	46,4%	66,2%	61,6%
	Cambio en factura promedio del sector al final de la corrida	-45,5%	-49,5%	-44,7%
	Cambio en la factura acumulada del sector	-38,1%	-40,5%	-36,2%
	Relación Costo/Beneficio máxima de inyectar a la red	0,0	1,0	1,5
	Relación Costo/Beneficio mínima de inyectar a la red	-1	-1	-1
Desempeño técnico	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-44,9%	-45,0%	-49,8%
	Desv. estándar de la variación de la curva de carga	32,0%	32,0%	53,6%
	Pico de consumo de demanda [GWh/día]	5,0	2,5	2,2
	Diferencia en pico de consumo	-18,0%	-11,6%	-10,9%
	Diferencia Demanda máxima – Demanda mínima [GWh]	4,4	2,7	2,8
	Excedentes inyectados del sector/ Microgeneración del sector	0,0%	2,4%	9,4%
Difusión	Penetración Microgeneración	29,9%	48,9%	49,2%
	Tiempo adopción microgeneración [años]	2,8	3,0	3,0
	Penetración DR	47,7%	----	----
	Tiempo adopción DR [años]	3,1	----	----
	Penetración máxima Conservación	----	----	----
	Tiempo máximo adopción conservación [años]	----	----	----
	Penetración máxima Eficiencia	74,0%	49,5%	53,8%
Tiempo máximo adopción eficiencia [años]	3,1	5,2	6,0	

### 6.2.2.3 Configuración 3: Regulador no orientado a la participación de la demanda y usuario poco sensible al precio

En esta configuración se cuenta con un regulador no orientado a la participación de la demanda, por tanto, el regulador no utiliza políticas para fomentar la participación de los usuarios del sistema. Adicionalmente, en el mercado se cuenta con un costo unitario plano y no se permite la inyección a la red por parte de los usuarios. En estas condiciones un usuario poco sensible al precio tendrá un gamma bajo, no realizará prácticas de conservación, realizará eficiencia, respuesta de la demanda y utilizará sistemas de microgeneración dimensionados para satisfacer hasta la mitad de su requerimiento mensual promedio y no utilizará baterías.

Los resultados por sector de la configuración 3 se presentan en la **Figura 6-10**, **Figura 6-11** y **Tabla 6-12**; y las dinámicas de difusión se presentan en la **Figura 7-8** del **Anexo G**

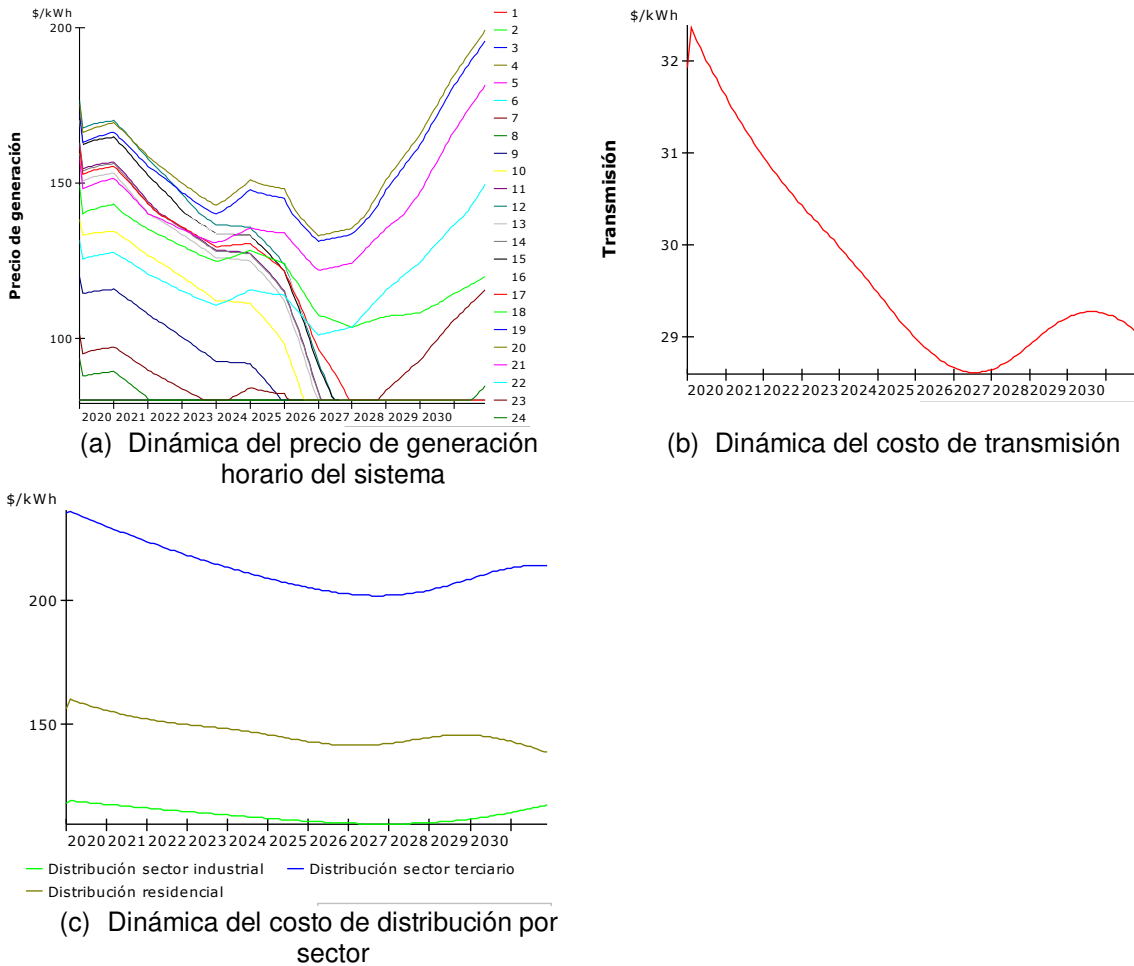
**Figura 6-10:** Resultados sectoriales de la configuración 3. Fuente: elaboración propia.



En la configuración 3 se observa que el costo unitario promedio tiene una tendencia decreciente, similar a la que se reporta en el escenario de referencia BAU (**Figura 6-10** (b), (d), (f)). Esta tendencia ocurre porque al tener un regulador no orientado y un usuario poco sensible a los precios, pero no indiferente, las dinámicas de difusión de las tecnologías son lentas (ver **Tabla 6-12**, y **Figura 7-8** del **Anexo G**); ocasionando que se demore más el sistema en tener participación activa de la demanda, y, consecuentemente, en enfrentar las implicaciones de éstas sobre los componentes del costo unitario, haciendo lentos los efectos de los ciclos B1, R1 y R2 de la hipótesis dinámica (**Figura 5-2**). Al finalizar

la simulación, se identifica que la entrada de alternativas de participación de la demanda empieza a producir incrementos leves en los componentes volumétricos del costo unitario (**Figura 6-11**), lo que se refuerza principalmente con las dinámicas poblacionales, su relación con el plan de expansión y sus efectos en el precio de generación, descritos en la corrida de referencia BAU.

**Figura 6-11:** Dinámica de los componentes del cu en la configuración 3. Fuente: elaboración propia



En este escenario los ahorros al final de la corrida para los usuarios se ubican entre 19% y 33% en los diferentes sectores, siendo mayor el ahorro en el sector residencial; pero el ahorro acumulado se ubica tan sólo entre 6% y 17% debido a que el tiempo de adopción se hace más lento comparado con las configuraciones 1 y 2 (**Tabla 6-12**).

**Tabla 6-12:** Resultados sectoriales configuración 3. Fuente: elaboración propia

Indicador		Sector		
		Residencial	Terciario	Industrial
Aceptabilidad política	CU máximo [\$/kWh]	435,4	476,2	358,6
	CU mínimo [\$/kWh]	379,4	400,9	308,2
	CU promedio [\$/kWh]	400,4	428,1	327,8
	Desviación estándar del CU [\$/kWh]	16,1	21,4	14,7
	LCOE promedio microgeneración [\$/kWh]	123,3	166,3	120,9
	Microgeneración/Consumo	9,6%	7,2%	4,3%
	Cambio en factura promedio del sector al final de la corrida	-32,6%	-25,5%	-19,1%
	Cambio en la factura acumulada del sector	-16,7%	-8,2%	-6,0%
	Relación Costo/Beneficio máxima de inyectar a la red	----	----	----
	Relación Costo/Beneficio mínima de inyectar a la red	----	----	----
Desempeño técnico	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-31,5%	-22,2%	-18,2%
	Desv. estándar de la variación de la curva de carga	21,7%	21,4%	17,7%
	Pico de consumo de demanda [GWh/día]	5,4	2,5	2,2
	Diferencia en pico de consumo	-12,7%	-11,3%	-10,7%
	Diferencia Demanda máxima – Demanda mínima [GWh]	3,5	1,2	0,8
	Excedentes inyectados del sector/ Microgeneración del sector	0%	0%	0%
Difusión	Penetración Microgeneración	29,3%	44,3%	32,2%
	Tiempo adopción microgeneración [años]	8,7	9,9	11,6
	Penetración DR	45,5%	----	----
	Tiempo adopción DR [años]	9,2	----	----
	Penetración máxima Conservación	----	----	----
	Tiempo máximo adopción conservación [años]	-----	----	----
	Penetración máxima Eficiencia	73,5%	49,7%	54,0%
	Tiempo máximo adopción eficiencia [años]	9,80	11,9	11,9

Finalmente, se observa que el mayor pico de consumo lo presenta el sector residencial (**Tabla 6-12** y **Figura 6-10** (a), (c), (e)), y que la diferencia entre la demanda máxima y mínima es más grande en el sector residencial (3,5 GWh/día), y menor en el sector industrial (0,8 GWh/día). El sector residencial, es además el que presenta una mayor reducción en la demanda pico respecto al caso BAU (13%), mientras que el sector industrial es el que presenta la menor diferencia (11%).

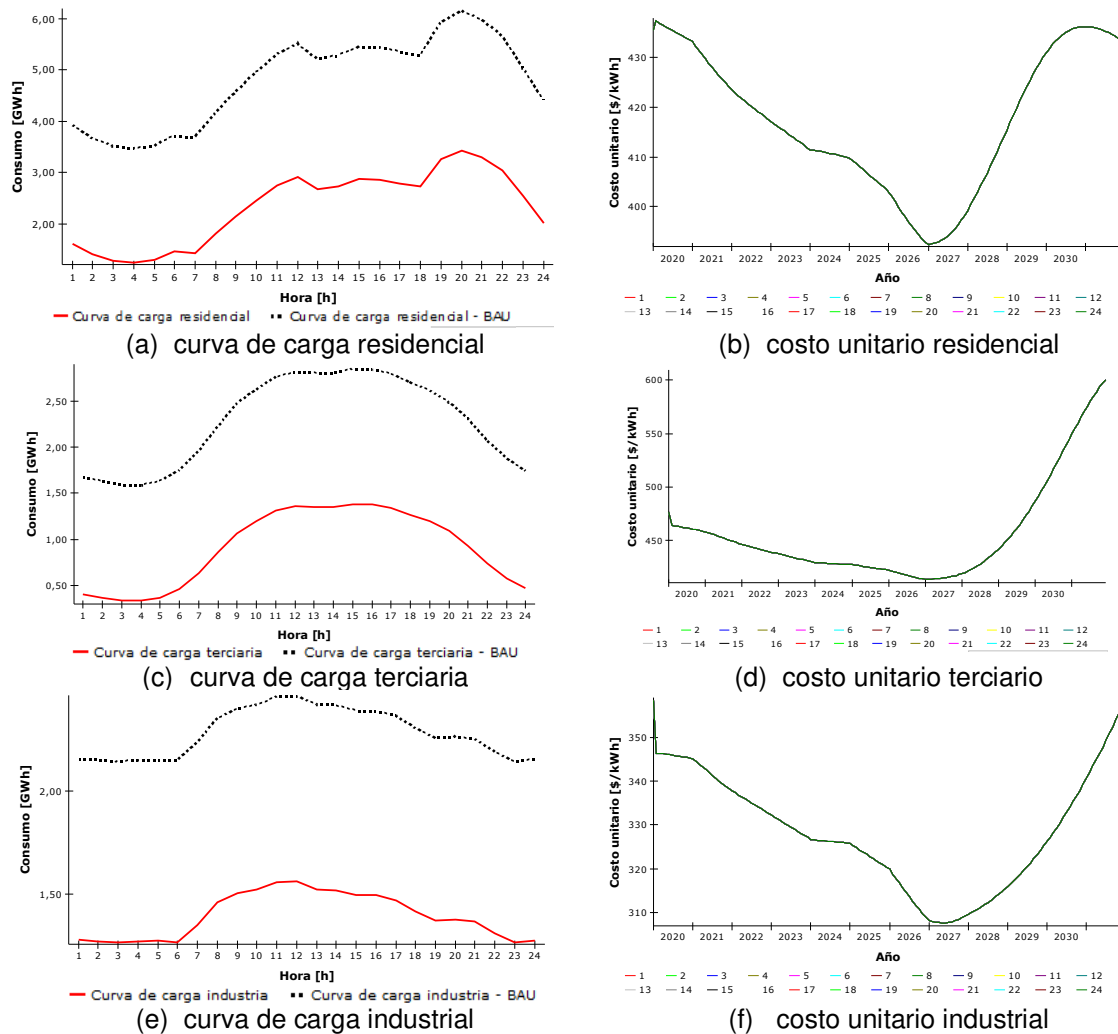
#### 6.2.2.4 Configuración 4: Regulador no orientado a la participación de la demanda y usuario sensible al precio

La configuración 4 presenta un regulador no orientado a la participación de la demanda, es decir, un regulador que no implementa políticas; el *cu* del mercado es plano, y el usuario

es sensible al precio. El usuario sensible al precio se caracteriza por tener un gamma alto, considerará el uso de las alternativas de eficiencia, conservación, respuesta de la demanda y microgeneración. Para microgeneración, el usuario utilizará sistemas dimensionados para satisfacer su consumo promedio y utilizará baterías para no perder excedentes.

Los resultados sectoriales de la configuración 4 se presentan en la **Figura 6-12**, **Figura 6-13** y **Tabla 6-13**; y las dinámicas de difusión se presentan en la **Figura 7-9** del **Anexo G**

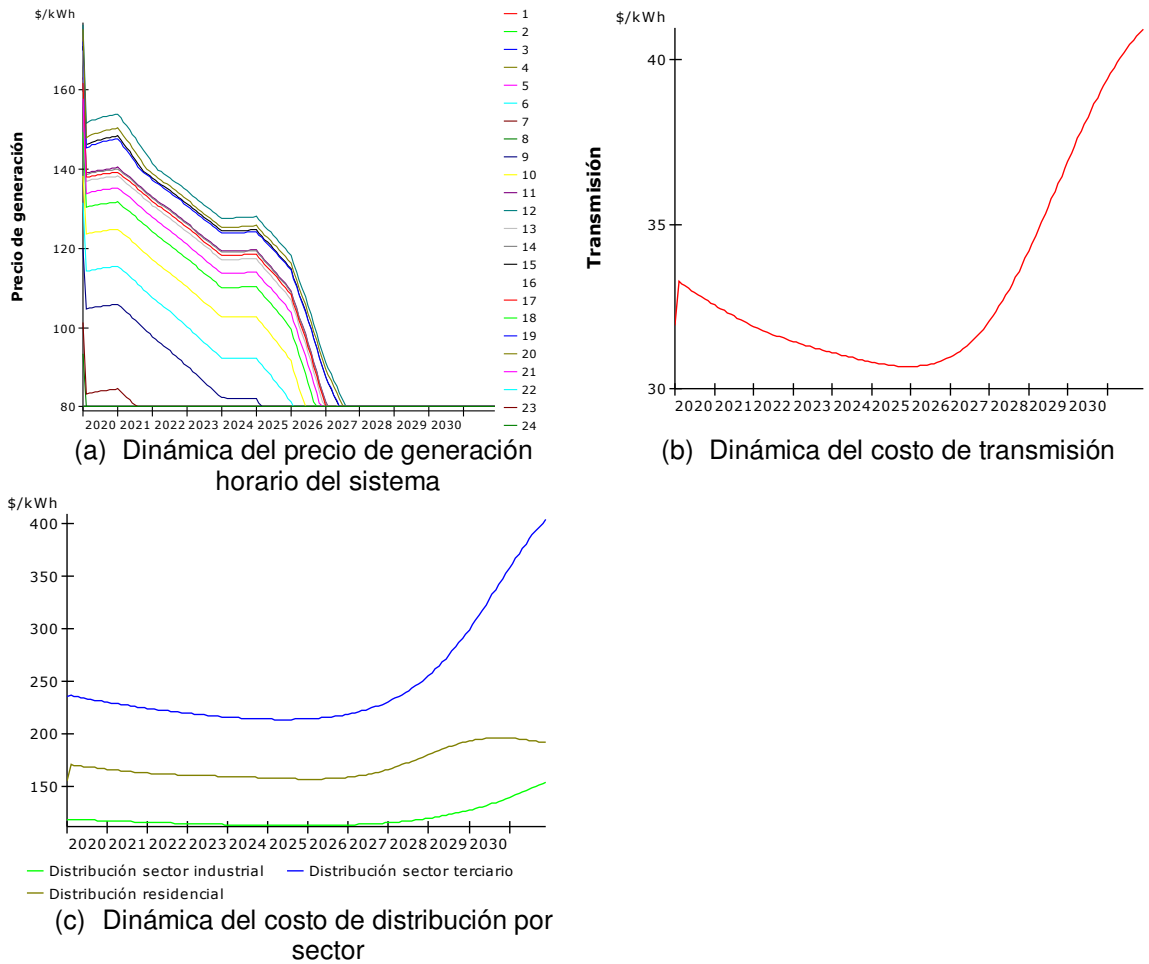
**Figura 6-12:** Resultados sectoriales de la configuración 4. Fuente: elaboración propia.



En la configuración 4 se observa que los costos unitarios en todos los sectores van disminuyendo hasta el año 2027, de forma similar al escenario BAU, pero después de 2027 este costo unitario comienza a incrementar de forma importante (**Figura 6-12** (b),(d) y (f)), debido principalmente a los efectos de la disminución de la demanda en los cargos volumétricos de distribución y transmisión (**Figura 6-13**), ocasionados por la difusión de

los sistemas de microgeneración, cuyas curvas alcanzan sus adoptadores potenciales máximos después de este año (**Tabla 6-13**).

**Figura 6-13:** Dinámica de los componentes del cu en la configuración 4. Fuente: elaboración propia



En esta configuración los usuarios logran disminuir entre 39% y 61% su factura promedio al final de la simulación; sin embargo, el ahorro acumulado se ubica solamente entre 11% y 27%, debido a lo lenta de la penetración de alternativas de participación de la demanda (**Tabla 6-13**).

Finalmente, en cuanto al desempeño técnico de esta configuración, se observa que la mayor disminución en el pico de consumo sucede en el sector terciario, y esta disminución supera el 50%. Se observa que los sistemas de microgeneración con baterías, adoptados en esta configuración, logran valores bajos en la diferencia entre la demanda máxima y

mínima, lo que significa que contribuyen a una mejor operación del mercado (**Tabla 6-13** y **Figura 6-12** (a), (c) y (e)).

**Tabla 6-13:** Resultados sectoriales configuración 4. Fuente: elaboración propia

Indicador		Sector		
		Residencial	Terciario	Industrial
Aceptabilidad política	CU máximo [\$/kWh]	437,3	606,4	358,6
	CU mínimo [\$/kWh]	392,4	413,6	307,6
	CU promedio [\$/kWh]	417,3	457,8	328,2
	Desviación estándar del CU [\$/kWh]	14,1	48,7	13,2
	LCOE promedio microgeneración [\$/kWh]	524,7	313,4	289,5
	Microgeneración/Consumo	17,8%	16,5%	9,0%
	Cambio en factura promedio del sector al final de la corrida	-51,4%	-60,5%	-38,8%
	Cambio en la factura acumulada del sector	-27,2%	-19,4%	-10,7%
	Relación Costo/Beneficio máxima de inyectar a la red	----	----	----
	Relación Costo/Beneficio mínima de inyectar a la red	----	----	----
Desempeño técnico	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-52,6%	-62,6%	-38,9%
	Desv. estándar de la variación de la curva de carga	6,8%	6,8%	1,7%
	Pico de consumo de demanda [GWh/día]	3,4	1,4	1,6
	Diferencia en pico de consumo	-44,1%	-51,7%	-36,4%
	Diferencia Demanda máxima – Demanda mínima [GWh]	2,2	1,1	0,3
	Excedentes inyectados del sector/ Microgeneración del sector	0%	0%	0%
Difusión	Penetración Microgeneración	29,2%	44,4%	32,3%
	Tiempo adopción microgeneración [años]	8,0	9,9	11,5
	Penetración DR	0,1%	----	----
	Tiempo adopción DR [años]	11,9	----	----
	Penetración máxima Conservación	75,2%	43,1%	32,1%
	Tiempo máximo adopción conservación [años]	0,3	9,8	11,6
	Penetración máxima Eficiencia	73,5%	49,2%	54,0%
Tiempo máximo adopción eficiencia [años]	9,9	11,9	11,9	

### 6.2.3 Evaluación del desempeño de las configuraciones

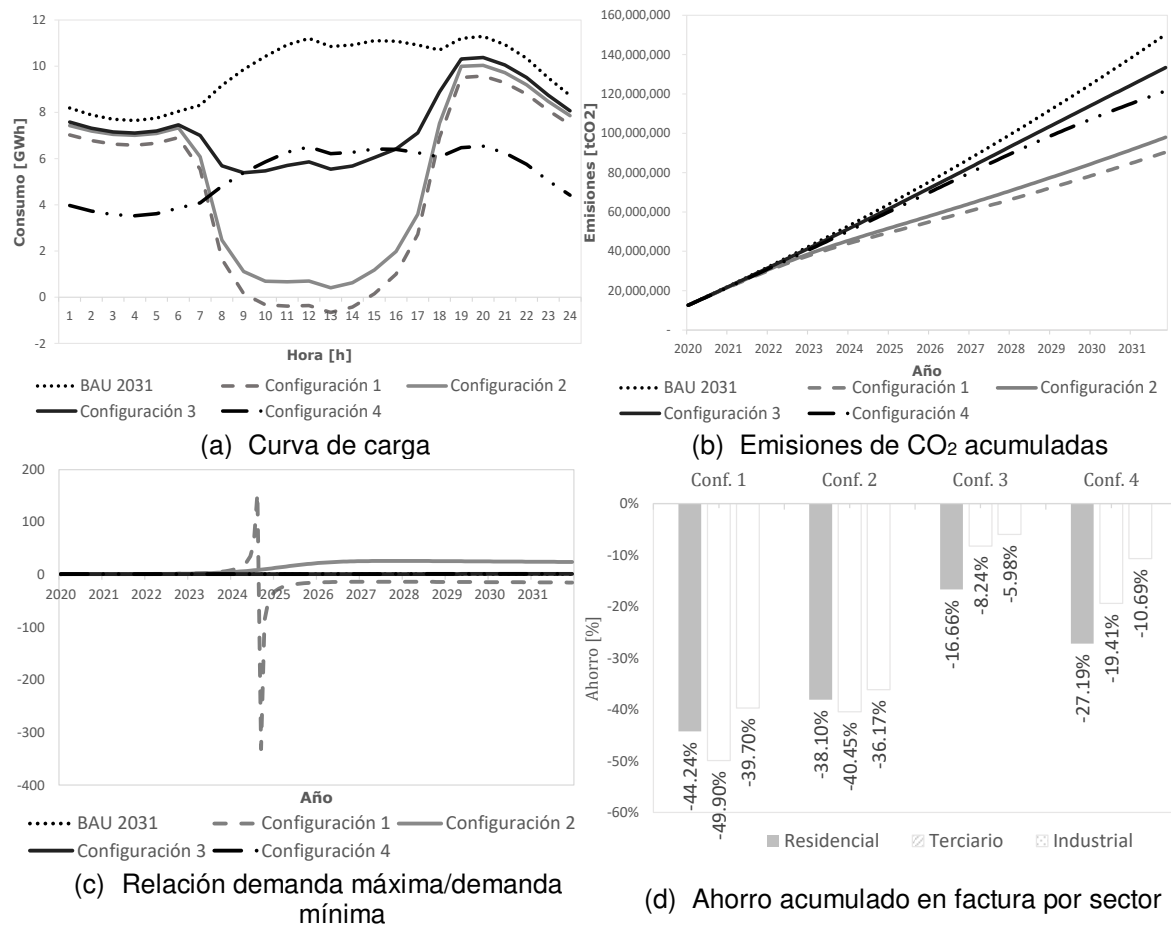
La plataforma de simulación desarrollada permite, además del análisis y evaluación sectorial de las diferentes configuraciones, su comparación y evaluación de acuerdo con sus impactos en el sistema interconectado nacional (SIN). En esta sección se presenta el desempeño comparativo de las cuatro configuraciones anteriormente descritas, a partir de algunos de los indicadores definidos la sección 5.3.6.

Cuando el regulador es orientado a la participación de la demanda, se logra una mayor proporción de generación renovable con microgeneración respecto al consumo del sistema



(Tabla 6-14), independientemente del nivel de sensibilidad de los usuarios, por lo tanto, esto indicaría una relación favorable entre el uso de políticas para incentivar la participación de la demanda y las curvas de difusión de estas tecnologías.

**Figura 6-14:** Indicadores de desempeño comparativos para 4 escenarios. Fuente: elaboración propia.



Adicionalmente, los reguladores orientados, a través del uso de políticas, logran una menor cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, respecto al sistema con reguladores no orientados a la participación de la demanda; obteniendo disminuciones en las emisiones acumuladas respecto al escenario de referencia (BAU) de hasta el 39,8% (Tabla 6-14 y Figura 6-14 (b)).

Sin embargo, obtener estos resultados es costoso y, por tanto, la combinación de políticas evaluadas produce un costo por tCO<sub>2</sub> ahorrada de hasta 531 USD, mientras que en el caso de los reguladores no orientados (es decir, en el caso en que no se instauran políticas) no habría costos directos asociados (Tabla 6-14).

**Tabla 6-14:** Indicadores de desempeño comparativo para 4 escenarios. Fuente: elaboración propia.

Criterio de desempeño		Configuración			
		1* R.O. – U.S.P.	2* R.O. – U.P.P.	3* R.N. – U.P.P.	4* R.N. – U.S.P.
Desempeño ambiental y económico	Microgeneración/Consumo	54,6%	49,7%	6,9%	13,6%
	Emisiones acumuladas de CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	90,4	97,9	133,4	121,5
	Variación en emisiones de CO <sub>2</sub>	-39,8%	-34,8%	-11,2%	-19,1%
	Costo Política por tCO <sub>2</sub> ahorrada (COP /tCO <sub>2</sub> )	1.586.920,7	1.858.268,5	----	----
	Costo Política por tCO <sub>2</sub> ahorrada (USD/tCO <sub>2</sub> )	453,4	530,9	----	----
Desempeño técnico	Variación de la demanda requerida a la red al final de la corrida	-52,5%	-46,6%	-26,0%	-47,5%
	Variación acumulada de la demanda requerida a la red	-43,8%	-37,8%	-12,2%	-20,8%
	Variación horaria promedio de la curva de carga al final de la corrida	-50,3%	-43,6%	-24,5%	-48,2%
	Demanda pico al final de la corrida	9,7	10,2	10,5	6,5
	Variación en demanda pico al final de la corrida	-15,1%	-11,1%	-8,1%	-43,6%
	Diferencia demanda máx - Demanda mín en la curva al final de la corrida	10,4	9,8	5,2	3,1
	Excedentes del sistema/ Microgeneración	1,9%	0%	0%	0%

\*R.O.: Regulador Orientado a la participación de la demanda; R.N.: Regulador no Orientado a la participación de la demanda; U.S.P.: Usuario Sensible al Precio, U.P.P.: Usuario Poco Sensible al Precio

En cuanto al desempeño técnico, la variación en la curva de carga al final de la corrida (**Tabla 6-14** y **Figura 6-14** (a)) es mayor cuando se tiene un regulador orientado a la participación de la demanda, sin embargo, en el caso de un usuario sensible al precio, así el regulador no sea orientado a la participación a la demanda, también se logran obtener variaciones altas. Consecuentemente, las menores variaciones al final de la corrida resultan de obtener usuarios poco sensibles al precio cuando los reguladores no son orientados a la participación de la demanda. Respecto a las variaciones acumuladas, éstas son siempre mayores cuando los reguladores están orientados a la participación de la demanda, indicando que las políticas favorecen las variaciones más tempranas en el comportamiento de los usuarios. Y, por tanto, se observa en la **Figura 6-14** (d) que la

configuración 1 es la que produce los mayores ahorros acumulados en la factura de los diferentes sectores del sistema.

La forma gráfica de las variaciones en la curva de carga para las configuraciones 1, 2 y 3 presentan una forma de pato (**Figura 6-14** (a)), fenómeno que ha sido descrito para mercados como el de California (Sioshansi, 2016), China (Hou et al., 2019), Australia (Maticka, 2019) y Colombia (Jimenez et al., 2016); e indica que existe una gran proporción de generación fotovoltaica de los usuarios en las horas de sol, mientras existe demanda a la red en las horas donde no hay luz solar, ocasionando dificultades de operación del sistema (Jimenez et al., 2016; Sioshansi, 2016). En la configuración 4 no se observa dicho fenómeno ya que, al considerar almacenamiento, el recurso de microgeneración fotovoltaica se reparte durante todas las horas del día.

Como una consecuencia adicional de la variación de la demanda, la mayor demanda pico la posee la configuración con menor variación en el consumo de los usuarios, es decir la configuración con un regulador no orientado a la participación de la demanda y un usuario poco sensible al precio; siendo en ésta tan sólo un 8,1% inferior a la demanda pico del escenario BAU (**Tabla 6-14** y **Figura 6-14** (a)).

La mayor variación en la demanda pico la posee el escenario con un regulador no orientado a la participación de la demanda y un usuario sensible, esto debido a que sólo en ese escenario se utilizan baterías, y por tanto hay disminuciones en el consumo durante todas las horas del día y, consecuentemente, esta configuración es también aquella que presenta una menor diferencia entre la demanda máxima y mínima. Aunque este indicador muestra una mayor diferencia en las demandas para todas las configuraciones evaluadas comparadas con el caso base BAU (**Tabla 6-14**).

Adicionalmente, en la **Figura 6-14** (c), se observa que en la configuración 1 se presenta el fenómeno de espiral de la muerte, en donde la amplia adopción de microgeneración ocasiona un alto incremento del costo unitario del sistema, hasta volverlo insostenible para los usuarios que permanecen en la red (Castaneda, Jimenez, et al., 2017; Costello & Hemphill, 2014; Laws et al., 2017; Rochlin, 2016).

Con respecto a los excedentes de microgeneración, sólo la configuración 1 logra entregar excedentes que superan toda la demanda del SIN (lo cual refuerza el resultado explicado anteriormente sobre la espiral de la muerte), ver **Tabla 6-14** y **Figura 6-14** (a). Esto sucede

con los reguladores orientados a la participación de la demanda, porque permiten la inyección a la red, y los usuarios sensibles al precio porque aprovechan prontamente los beneficios financieros de la paridad de red y los pagos por inyección al sistema; comparados con los usuarios poco sensibles.

### **6.3 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se analizaron algunas corridas utilizando la plataforma de evaluación de políticas para la participación de la demanda. Se resalta que, dada la riqueza de la plataforma, las corridas descritas sólo representan algunos de los posibles tipos de análisis que se pueden desarrollar utilizando la plataforma, y por tanto ésta deja muchos caminos de investigación abiertos.

Como hallazgos relevantes se encuentra que la alternativa de microgeneración es la que mayores impactos genera en el SIN cuándo se analizan de forma independiente las alternativas de participación de la demanda, siendo la que más contribuye a las disminuciones de emisiones de CO<sub>2</sub>, además, presenta mayores ahorros para los usuarios. Sin embargo, se identifica que es la alternativa que trae mayores retos de operación al sistema, pues, cuando los usuarios sobre instalan sin almacenamiento, produce las mayores diferencias entre la demanda máxima y mínima de la curva de carga, mientras que, si los usuarios utilizan sistemas con almacenamiento, la diferencia entre demandas se puede reducir, y se contribuye al aplanamiento de la curva.

Por otro lado, los resultados indican que las políticas de información tienen mayor contribución acelerando la difusión de la alternativa de microgeneración en el sistema, además, tienen menores costos por tonelada de emisión de CO<sub>2</sub> ahorrada, respecto a las políticas financieras. En este mismo sentido, las políticas de mercado contribuyen al incremento de la microgeneración en el sistema, y si se combinan con políticas de información pueden acelerar el fenómeno de espiral de la muerte, lo cual desestabiliza el sistema y genera graves problemas de sostenibilidad de la red.

Adicionalmente, se encuentra que el almacenamiento parece ser una alternativa que contribuye con la operación del sistema, al ayudar a aplanar la curva de carga, mientras permite que los usuarios apoyen la generación del sistema con capacidad adicional.

Finalmente, con la configuración de escenarios entre regulador orientado o no a la participación de la demanda y usuarios sensibles o poco sensibles al precio, se identificó que los reguladores orientados incurren en mayores costos que los no orientados debido a la implementación de las políticas, pero obtienen mayores reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>, y una mayor participación de los usuarios a través de las diferentes alternativas.

En el Capítulo 7 se presentan las principales conclusiones y aportes de esta tesis.



# Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se reporta el cumplimiento de los objetivos trazados, se sintetizan los principales hallazgos y contribuciones, y se describen algunas recomendaciones y posibles líneas de trabajo futuro. Finalmente, se realiza un recuento de la divulgación de resultados hasta la fecha.

## 7.1 Reporte de cumplimiento de objetivos

A continuación, se especifica el cumplimiento de los objetivos específicos de la tesis, a través de los cuales se logra el cumplimiento del objetivo general enunciado como “*Desarrollar una plataforma para la evaluación de políticas de gestión de la demanda en mercados eléctricos*”.

### 7.1.1 Objetivo específico 1

El objetivo “*Caracterizar políticas de gestión de la demanda eléctrica*”, fue cumplido a través del desarrollo del Capítulo 3, donde se presentó una caracterización de políticas para la gestión de la demanda, a través de una definición y descripción de las políticas y sus categorías. Además, se presentaron algunos de los efectos reportados en la literatura de su aplicación. Adicionalmente, en el Capítulo 3 se describieron las políticas y normativas existentes en Colombia para las alternativas de microgeneración, eficiencia, conservación y respuesta de la demanda.

### 7.1.2 Objetivo específico 2

El objetivo “*Construir un modelo que permita la evaluación de políticas de gestión de la demanda*” se cumple a través del desarrollo los capítulos 4 y 5. En el Capítulo 4 se argumentó la metodología de dinámica de sistemas como la herramienta bajo la cual se realiza la construcción del modelo. Por su parte, en el Capítulo 5 se describe en detalle la

construcción y validación de la plataforma para la evaluación de políticas de gestión de la demanda.

### **7.1.3 Objetivo específico 3**

El objetivo “*Evaluar los efectos de la integración de políticas para gestión de la demanda en mercados eléctricos a partir de su aplicación en el caso colombiano*” se abordó en el Capítulo 6, donde se expusieron algunas de las posibilidades que ofrece la plataforma desarrollada para la evaluación de políticas para la participación de la demanda con el caso colombiano como caso de aplicación. Es importante resaltar que las evaluaciones presentadas en el Capítulo 6 no corresponden a la totalidad de posibilidades que permite analizar y evaluar la plataforma, dejando abiertos muchos caminos de investigación a futuro.

## **7.2 Conclusiones y aportes específicos de la tesis**

A continuación, se enlistan algunos de las principales aportes y conclusiones derivadas de este trabajo investigativo:

- Esta tesis aporta en la comprensión del problema, ya que, a través de la formulación y construcción de una hipótesis dinámica (sección 5.2), se pueden identificar relaciones causales clave que permiten orientar la toma de decisiones estratégicas en este aspecto.
- Se realizaron aportes metodológicos al construir una plataforma de simulación que permite la evaluación de políticas para la participación de la demanda. En este sentido, se hace un aporte significativo considerando la multiplicidad de alternativas, escenarios, sectores de consumo y políticas que ofrece la plataforma desarrollada.
- Otros aportes metodológicos derivados incluyen la posibilidad de analizar resultados de evaluación de políticas de participación de la demanda desde la perspectiva de su viabilidad técnica, al considerar la curva de carga por sectores de consumo, y sus efectos integrados en el mercado en conjunto.
- A través del uso de la plataforma se encontró que cuando se utilizan alternativas de participación de la demanda en todos los sectores, considerando usuarios poco sensibles al precio y ausencia de políticas, la alternativa de microgeneración es la que ofrece mayores ahorros financieros a los usuarios, incluso cuándo se



consideran alternativas de microgeneración con almacenamiento, ofreciendo mayores beneficios frente a la conservación, la eficiencia o la respuesta de la demanda; y que sólo la combinación de alternativas (eficiencia, conservación y respuesta de la demanda) logra ahorros comparables con la microgeneración.

- Se evidenció que, entre las alternativas de participación de la demanda considerando usuarios poco sensibles al precio y ausencia de políticas, la alternativa de microgeneración es la que más contribuye a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente; y que sus aportes son superiores, incluso, a la combinación de todas las demás alternativas. Sin embargo, se encontró que en términos operativos la microgeneración sin almacenamiento no contribuye con la disminución de la demanda pico del sistema, es más, genera una mayor diferencia entre la demanda máxima y la mínima, lo que acarrea mayores problemas operativos de la red. Un hallazgo adicional, consiste en que este resultado cambia cuando se considera almacenamiento, el cual contribuyen a la disminución de la demanda total y al aplanamiento de la curva de carga.
- Se encontró que la combinación de alternativas de eficiencia, conservación y respuesta de la demanda puede contribuir a una mejor operación del sistema, ya que contribuyen a una menor diferencia entre la demanda pico y mínima.
- Se identificó que la respuesta de la demanda, cuando se tienen usuarios poco sensibles al precio, es la que menos contribuye a la reducción de emisiones, puesto que esta alternativa sólo modifica las horas en las que los usuarios demandan su energía, pero no disminuye el consumo eléctrico total.
- Se encontró que ante la ausencia de políticas de mercado los excedentes de microgeneración se pierden, y no pueden ser aprovechados para satisfacer el consumo de otros usuarios, generando entonces que en los casos de sobre instalación haya una pérdida de recursos en el sistema.
- Los análisis evidenciaron que, ante usuarios poco sensibles al precio, las políticas de información logran acelerar el proceso de difusión de la alternativa de microgeneración respecto al caso base y a las políticas financieras. Por tanto, son las políticas de información las que al acelerar el comportamiento del sistema logran una mayor disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>, y tienen un menor costo por tCO<sub>2</sub> ahorrada respecto a las políticas financieras. Un motivo para este resultado es la paridad de red para los sistemas fotovoltaicos en Colombia. Un defecto de las políticas de información es que pueden acelerar las dificultades de operación del

sistema, ya que cuando los usuarios usan sistemas sin almacenamiento, las políticas generan que se acelere el incremento en la diferencia entre demanda pico y demanda mínima.

- En esta tesis se evidencia que las políticas de mercado que favorecen la inyección a la red incrementan la microgeneración en el sistema, comparado con un caso sin políticas, además contribuyen con la generación eléctrica del sistema, pues los usuarios podrían llegar a generar más que su consumo total, quedando excedentes en todo el SIN.
- Las políticas de mercado, como la inyección a la red, permiten al sistema aprovecharse de los excedentes de generación que puede contribuir a satisfacer el consumo de otros sectores, convirtiendo a la participación de la demanda en un recurso adicional del sistema.
- Se presenta que la combinación de políticas de mercado y de información contribuye a una disminución significativa de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, y sus costos directos respecto a las tCO<sub>2</sub> ahorradas son menores al costo de implementar políticas financieras. Sin embargo, es la combinación más peligrosa porque produce el fenómeno de espiral de la muerte en un corto período de tiempo. Por tanto, utilizar esta combinación requiere de analizar políticas adicionales para contrarrestar ese fenómeno.
- El almacenamiento mostró ser una alternativa de participación de los usuarios que presenta un buen comportamiento en cuanto a desempeño técnico, contribuyendo al aplanamiento de la curva de carga; pues permite utilizar los excedentes de generación en diferentes horas del día.
- Finalmente, al comparar configuraciones de reguladores orientados o no a la participación de la demanda con usuarios sensibles o poco sensibles al precio, se identifica que cuando los reguladores son orientados a la participación de la demanda pueden contribuir a una rápida difusión de las alternativas de participación, produciendo una importante disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera. Esta situación conlleva a que el regulador deba cuidarse de fenómenos adversos como la espiral de la muerte.

### 7.3 Recomendaciones y trabajo futuro

A continuación, se presentan algunas recomendaciones y posibles líneas de trabajo futuro, derivadas de los hallazgos y contribuciones de esta tesis:

- Esta tesis muestra los riesgos existentes frente a la espiral de la muerte bajo ciertas condiciones del mercado, en la literatura se ha argumentado que algunos diseños tarifarios podrían contribuir a mejorar este problema. A través de la plataforma desarrollada se podría analizar cuáles diseños tarifarios pueden ser más convenientes para abordar el problema, además de si se hace pertinente brindar soluciones diferenciadas por sector.
- Se podría analizar estos resultados por regiones, considerando que los usos de la electricidad son diferentes de acuerdo, por ejemplo, a las condiciones climáticas.
- Los estudios de caracterización del consumo disponibles en Colombia no están muy actualizados y sería pertinente contar con trabajos que se enfoquen en indagar el tipo de electrodomésticos o tecnologías predominante en cada sector y los hábitos de consumo asociados.
- Un estudio adicional incluye analizar cómo el utilizar una alternativa de participación de la demanda puede reforzar el deseo de utilizar alternativas adicionales.
- También puede relajarse el supuesto de que los usuarios no abandonan tecnologías o prácticas de participación de la demanda.
- Un camino de investigación es utilizar la plataforma para analizar diferentes escenarios con combinaciones entre políticas; y desarrollar una metodología multicriterio para la selección de las mejores combinaciones.
- Este estudio puede mejorarse a través del análisis de alternativas de participación de la demanda adicionales como los vehículos eléctricos, pues, aunque éstos pueden funcionar como las baterías, presentan dinámicas de consumo particulares que pueden alterar los resultados.
- Adicionalmente, se puede profundizar la inclusión de baterías como tecnología independiente de la microgeneración, y modelar en detalle sus dinámicas y curvas de aprendizaje tecnológico.

- Se recomienda profundizar en el modelamiento de las relaciones de la variación del PIB con la variación de suscriptores por sector, y el consumo promedio por sector.
- Un complemento interesante a esta investigación es el estudio del parámetro gamma de sensibilidad al precio, por tanto, se propone explorarlo a profundidad y determinar si éste es diferente por tipo de usuario y tipo de tecnología.
- Profundizar en la alternativa de respuesta de la demanda, y en cómo los sectores no residenciales podrían utilizarla como instrumento de gestión de su consumo.
- La plataforma desarrollada puede utilizarse para otros mercados eléctricos, siempre y cuando se realicen algunos ajustes como: parametrizar la plataforma para el caso de estudio particular; se incluyan dentro de la sección de difusión de alternativas las tecnologías que tengan validez para los usos eléctricos de los consumidores en el mercado a estudiar, se modifique la estructura del establecimiento del costo unitario de acuerdo al tipo de mercado.

## 7.4 Divulgación de resultados

### 7.4.1 Artículos

A continuación, se especifican publicaciones realizadas durante el tiempo del doctorado.

Las siguientes publicaciones incorporan parte del modelado y antecedentes del trabajo doctoral:

- **Publicado.** Myths and facts of the utility death spiral. (2017). **Energy Policy**, 110, 105–116. doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063. Authors: Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyner, I.

Las siguientes publicaciones son investigaciones adicionales que surgen de la exploración de elementos que se encontraron durante el desarrollo del doctorado:

- **Publicado.** Long-term effects of 100% renewable generation on the Colombian power market. (2018). **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, 30, 183–191. doi.org/10.1016/j.seta.2018.10.008. Authors: Zapata, S., Castaneda, M., Jimenez, M., Aristizabal, A. J., Franco, C. J., & Dyner, I.

- **Publicado.** Modelos de series temporales para pronóstico de la demanda eléctrica del sector de explotación de minas y canteras en Colombia. (2021). **Revista EIA**, 18(35). <https://doi.org/10.24050/reia.v18i35.1458>. Authors: Mariño, M. D., Arango, A., Lotero, L., & Jimenez, M.
- 2 artículos sometidos

Los artículos con los resultados de la tesis se encuentran en construcción y, hasta el momento, se avanza en la consolidación de 3 de ellos.

- 3 artículos en desarrollo

#### 7.4.2 Ponencias en eventos nacionales e internacionales

- *Seminario Internacional de Actualización en Energía.* **Título:** Efectos de la participación de la demanda bajo la transformación tecnológica del mercado eléctrico colombiano. Maritza Jimenez, Carlos Jaime Franco, Isaac Dyer. 29-31 de marzo de 2021. Colombia. **Rol: Ponente**
- *The 38th International Conference of the System Dynamics Society.* **Título:** Technological transformation in the electricity sector: How active demand side management affects residential load curve? Maritza Jimenez, Carlos Jaime Franco, Isaac Dyer. 19-24 de julio de 2020. Bergen, Norway. **Rol: Ponente**
- *The 38th International Conference of the System Dynamics Society.* **Título:** The rooftop-solar spiral of growth: a cross-country extent, speed and implication analysis. Maritza Jimenez, Monica Castaneda, Sebastian Zapata, Carlos Jaime Franco, Isaac Dyer. 19-24 de julio de 2020. Bergen, Norway. **Rol: Ponente**
- *XVII Congreso Latinoamericano y XVII Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas.* **Título:** Transformación de la demanda eléctrica residencial en Colombia y sus efectos en la curva de carga: un enfoque sistémico. Maritza Jimenez, Carlos Jaime Franco, Isaac Dyer. 13-15 de noviembre de 2019. Bogotá, Colombia. **Rol: Ponente**
- *7mo Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía.* **Título:** Assessment the growth spiral of rooftop solar PVs. Monica Castaneda, Maritza Jimenez, Sebastian Zapata, Carlos Jaime Franco, Isaac Dyer. 10-12 de marzo de 2019. Buenos Aires, Argentina. **Rol: Ponente.**

- *The 36th International Conference of the System Dynamics Society. Título:* The growth spiral of rooftop solar PVs: where and when?. Monica Castaneda, Sebastian Zapata, Maritza Jimenez, Isaac Dyner, Carlos Jaime Franco. 07-09 de agosto de 2018. Reykjavík, Iceland. **Rol: Ponente**
- *The 35th International Conference of the System Dynamics Society. Título:* Exploring the impact of residential PV systems on electricity utilities and customers. Monica Castaneda, Sebastian Zapata, Maritza Jimenez, Isaac Dyner, Carlos Jaime Franco. 16-20 de julio de 2017. Cambridge, Massachusetts, USA. **Rol: Ponente**
- *6to Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía. Título:* A Systemic Approach to Assess the Impact of Distributed Solar Energy on Utilities and Customers: Implications for Energy Policy”. Monica Castaneda, Maritza Jimenez, Sebastian Zapata, Carlos Jaime Franco, Isaac Dyner. 02-05 de abril de 2017. Rio de Janeiro, Brasil. **Rol: Ponente.**

### 7.4.3 Software

Software registrable. *Plataforma de evaluación de políticas para la participación de la demanda en el mercado eléctrico colombiano.* Autores: Maritza Jiménez Zapata, Carlos Jaime Franco Cardona, Isaac Dyner Rezonzew.

## A. Anexo A

A continuación, se presentan los usos de la electricidad por sector de consumo, y su normalización.

**Tabla 7-1:** Uso de la energía eléctrica para algunos sectores de consumo. Elaboración propia con información de (MME & UPME, 2016; UPME, 2013)

Sector residencial		Sector Industrial			Sector Terciario	
Uso	Consumo	Uso	Consumo	Consumo normalizado	Uso	Consumo
Refrigeración	39%	Fuerza motriz	75.9%	75.82%	Iluminación	31.02%
Televisión	20%	Refrigeración	5.3%	5.29%	Aire acondicionado	22.83%
Iluminación	10%	Iluminación	5.3%	5.29%	Refrigeración	13.91%
Otros usos	10%	Aire acondicionado	2.7%	2.70%	Fuerza motriz	12.38%
Aire acondicionado	7%	Otros usos	1.5%	1.50%	Calor indirecto	0.90%
Ducha	6%	Calor directo	9.0%	8.99%	Equipos de oficina	8.83%
Ventilación	6%	Calor indirecto	0.4%	0.40%	Calor directo	7.72%
Plancha	2%				Otros usos	2.41%
<b>Total</b>	100%	<b>Total</b>	100.1%	100%	<b>Total</b>	100%





## B. Anexo B

A continuación, se presentan los parámetros utilizados en la plataforma.

**Tabla 7-2:** Parámetros de la plataforma.

Nombre	Valor	Unidad	Referencia
Locales actuales sector terciario	1,140,204	[Locales]	(SUI, 2020)
Locales industriales iniciales	107,191	[Locales]	(SUI, 2020)
PIB crecimiento medio	3,6	[%]	(OECD, 2020)
	Este valor corresponde a la proyección para Colombia según la OECD, coincide con el promedio de los últimos 10 años de variación del PIB (2010-2019; 3.7%) de acuerdo con la información disponible en (Banco de la República de Colombia, 2020)		
PIB crecimiento bajo	2,7	[%]	(OECD, 2020)
	Este valor se obtiene como un 25% menos de la proyección (OECD, 2020)		
PIB crecimiento alto	4,5	[%]	(OECD, 2020)
	Este valor se obtiene como un 25% por encima de la proyección (OECD, 2020)		
Hogares suscriptores iniciales	13,639,627	[Hogares]	(SUI, 2020)
Tasa de crecimiento anual nuevos suscriptores sector residencial	4.32%/1<<<yr>>	[1/yr]	(SUI, 2020)
% Electricidad por uso residencial	[ 39%; 10%; 20%; 2%; 6%; 6%; 7%; 10%;]	[%]	(MME & UPME, 2016)
	Corresponden a [Refrigeración, Iluminación, Televisión, Plancha, Ducha, Ventilación, Aire Acondicionado, Otros Usos]		
Requerimiento promedio mensual de electricidad por vivienda suscriptor residencial inicial	151,47	[kWh / (vivienda * mo)]	(SUI, 2020).
	Es pertinente resaltar que este resultado de consumo va en línea con el estudio de consumo de subsistencia de la UPME (UPME, 2019)		
Hogares por vivienda	1	[Hogar vivienda] /	(DANE, 2020)
Consumo horario de referencia para sector residencial	[3.40%; 3.19%; 3.06%; 3.00%; 3.06%; 3.23%; 3.21%; 3.61%; 3.96%; 4.30%; 4.60%; 4.78%; 4.52%; 4.58%; 4.73%; 4.72%; 4.65%; 4.59%; 5.15%; 5.33%; 5.19%; 4.93%; 4.39%; 3.82%]	[%]	Elaboración propia con información de (Xm, 2017a, 2017b)
Consumo horario de referencia para sector terciario	[3.07%; 2.98%; 2.92%; 2.91%; 2.99%; 3.19%; 3.58%; 4.08%; 4.52%; 4.81%; 5.05%; 5.16%; 5.13%; 5.14%; 5.21%; 5.20%; 5.11%; 4.94%; 4.80%; 4.57%; 4.23%; 3.80%; 3.43%; 3.20%]	[%]	Elaboración propia con información de (Xm, 2017a, 2017b)
% Electricidad por uso en sector terciario	[31.02%; 22.83%; 13.91%; 12.38%; 0.90%; 8.83%; 7.72%; 2.41%]	[%]	(MME & UPME, 2016)
	Corresponde a [Iluminación; Aire Acondicionado; Refrigeración; Fuerza Motriz; Calor Directo; Equipos de Oficina; Calor Indirecto; Otros usos]		
Requerimiento promedio mensual de electricidad por local suscriptor sector terciario inicial	972,28	[kWh / local]	(SUI, 2020)
% Electricidad por uso en sector industrial	[75.82%; 5.29%; 5.29%; 2.70%; 1.50%; 8.99%; 0.40%]	[%]	(MME & UPME, 2016)
	Corresponde a [Fuerza motriz; Refrigeración; Iluminación; Aire Acondicionado; ]		

Requerimiento promedio mensual de electricidad por local industrial inicial	12270,99	[kWh / (local * mo)]	(SUI, 2020)
Consumo horario de referencia para sector industrial	[ 3.94%; 3.93%; 3.91%; 3.93%; 3.93%; 3.92%; 4.08%; 4.29%; 4.38%; 4.42%; 4.48%; 4.49%; 4.42%; 4.41%; 4.37%; 4.36%; 4.31%; 4.21%; 4.12%; 4.13%; 4.12%; 4.00%; 3.91%; 3.94%]		Elaboración propia con información de (Xm, 2017a, 2017b)
Capacidad instalada inicial	17462,34<<MW>>*1000 <<kW/MW>>	[kW]	(Xm, 2019a)
Demanda inicial de los otros sectores	(3852866601/(12*30))*1<<kWh>>	[kWh]	(SUI, 2020)
Consumo horario de referencia para Otros sectores	[4.08%;4.07%;4.06%;4.08%;4.07%;4.05%;4.06%;4.16%;4.22%;4.26%;4.26%;4.29%;4.28%;4.28%;4.28%;4.26%;4.23%;4.17%;4.17%;4.17%;4.16%;4.14%;4.11%;4.09%]		Elaboración propia con información de (Xm, 2017a, 2017b)
Plan de Expansión Escenario 1	[363000; 758000; 635000; 607000; 205000; 699000; 1423000; 607000; 55000; 209000; 8000; 130000]	[kW]	(UPME, 2017)
Plan de Expansión Escenario 2	[954000; 659000; 635000; 856000; 385000; 220000; 411000; 271000; 400000; 209000; 0; 359000]	[kW]	(UPME, 2017)
Restricciones	16,08	[\$/kWh]	(SSPD, 2020)
	Corresponde al valor promedio de 2019, se asume que este valor permanece invariante durante el tiempo de simulación.		
Comercialización	61,17	[\$/kWh]	(SSPD, 2020; SUI, 2020)
	Corresponde al valor promedio de 2019, se asume que este valor permanece invariante durante el tiempo de simulación.		
Pérdidas sector residencial	43,7	[\$/kWh]	(SSPD, 2020; SUI, 2020)
	Corresponde al valor promedio de 2019, se asume que este valor permanece invariante durante el tiempo de simulación.		
Pérdidas Sector No regulado	4,75	[\$/kWh]	(SSPD, 2020)
	Corresponde al valor promedio de 2019, se asume que este valor permanece invariante durante el tiempo de simulación.		
Valor horas pico	1,5		
Valor horas valle	1/2		
Límite	1/24		
Capacidad instalada sector residencial	0,75<<kW>>; 1,25<<kW>> ó 2,5<<kW>> según el escenario	[kW]	
	La capacidad instalada depende del escenario de análisis. Se determinan como una capacidad suficiente para satisfacer el requerimiento promedio mensual (según cálculos propios con la información de (SUI, 2020)), la mitad y el doble de esta capacidad.		
Capacidad instalada promedio por hogar	IF('Capacidad instalada sector residencial'=1,25; 1,25<<kW>>; IF('Capacidad instalada sector residencial'=2,5; 2,5<<kW>>;0,75<<kW>>))	[kW]	
Horas al año	24*360<<ho>>	[ho]	
Factor de desgaste anual	0,01		
Factor de carga promedio diario Colombia	0,212328115545213		(IDEAM & UPME, 2019)
	Cálculos propios utilizando información de (IDEAM & UPME, 2019)		
i_Tasa descuento	0,069		(Banco de la República de Colombia, 2019; World Bank, 2019)
	Cálculos propios, utilizando información de (Banco de la República de Colombia, 2019; World Bank, 2019)		
Costo sistema residencial sin almacenamiento	((IF('Capacidad instalada sector residencial'=1,25;5449000<<\$>>**Curva aprendizaje paneles'; IF('Capacidad instalada sector residencial'=2,5;14789000<<\$>>**Curva aprendizaje paneles'; 3593000<<\$>>**Curva aprendizaje	[\$]	Cálculos propios con datos de (Viva solar Colombia, 2020)

	paneles'))*(1-'Incentivo a microgeneración*' 'Incentivo Financiero Residencial')*(1-(0,16**Exención IVA microgeneración*' 'Incentivo Financiero Residencial'))+'Costo del medidor avanzado'*1<<Hogar>>*'Inyección a la red residencial'		
Almacenamiento sector residencial	0 ó 1 según si se considera un escenario con almacenamiento		
Costo del almacenamiento	IF('Almacenamiento sector residencial'=0;0<<\$>>;IF('Capacidad instalada sector residencial'=1,25;5676000<<\$>>; IF('Capacidad instalada sector residencial'=2,5; 7461000<<\$>>; 3082000<<\$>>))*(1-'Incentivo al almacenamiento*' 'Incentivo Financiero Residencial')*(1-(0,16**Exención IVA almacenamiento*' 'Incentivo Financiero Residencial'))*'Curva aprendizaje Baterías'	[\$]	Cálculos propios con datos de (Viva solar Colombia, 2020)
Curva aprendizaje paneles	GRAPH(Auxiliar_año;2020;1;{1;0,79;0,71;0,56;0,5;0,45;0,42;0,37;0,327;0,3;0,287;0,28;0,26;0,26;0,25;0,25;0,25;0,25;0,25//Min:0;Max:1//})		(Partain & Fraas, 2010)
	Cálculos basados en las proyecciones de disminución de precios de (Partain & Fraas, 2010)		
Curva aprendizaje Baterías	GRAPH(Auxiliar_año;2020;1;{1;0,994;0,86;0,76;0,68;0,62;0,606;0,6;0,59;0,59;0,59;0,59;0,58;0,57;0,56;0,56;0,56;0,56;0,56//Min:0;Max:1;Zoom//})		
	Se asume que se comportan con un aprendizaje más lento que los paneles		
% Radiación solar auxiliar Con Baterías	[0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212; 0.212]		Cálculos propios con información de (IDEAM & UPME, 2019)
	Se asume que durante todo el día el sistema con almacenamiento puede tener la generación de acuerdo con la radiación promedio de un día en Colombia		
% Radiación solar auxiliar Sin Baterías	[0; 0; 0; 0; 0; 0.089934446; 0.34717438; 0.46309211; 0.51618191; 0.542624432; 0.554167818; 0.554809419; 0.544752851; 0.520582861; 0.471988126; 0.367869774; 0.122696646; 0; 0; 0; 0; 0; 0]		Cálculos con información de (Honsberg & Bowden, 2014; IDEAM & UPME, 2019)
Eficiencia Promedio de los paneles	0,9		
	3,5<<kW>>; 7<<kW>> o 14<<kW>>	[kW]	
Capacidad instalada sector terciario	La capacidad instalada depende del escenario de análisis. Se determinan como una capacidad suficiente para satisfacer el requerimiento promedio mensual (según cálculos propios con la información de (SUI, 2020)), la mitad y el doble de esta capacidad.		
Capacidad instalada promedio por local sector terciario	IF('Capacidad instalada sector terciario'=7; 7<<kW>>; IF('Capacidad instalada sector terciario'=14;14<<kW>>;3,5<<kW>>))	[kW]	
Costo sistema terciario sin almacenamiento	IF('Capacidad instalada sector terciario'=7;39984000<<\$>>*'Curva aprendizaje paneles'; IF('Capacidad instalada sector terciario'=14; 72098000<<\$>>*'Curva aprendizaje paneles';22604000<<\$>>*'Curva aprendizaje paneles'))*(1-'Incentivo a microgeneración*' 'Incentivo Financiero Terciario')*(1-(0,16**Exención IVA microgeneración*' 'Incentivo Financiero Terciario'))+'Inyección a la red de	[\$]	Cálculos propios con datos de (Viva solar Colombia, 2020)

	excedentes terciario**Costo medidor bidireccional para sector terciario*1<<local>>		
Almacenamiento sector terciario	0 ó 1 según si se considera un escenario con almacenamiento		
Incentivo a microgeneración	Número de 0 a 0,5		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el costo		
Exención IVA microgeneración	Número de 0 a 1		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el impuesto		
Incentivo al almacenamiento	Número de 0 a 0,5		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el costo		
Exención IVA almacenamiento	Número de 0 a 1		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el impuesto		
Costo del almacenamiento para sector terciario	IF('Almacenamiento sector terciario'=0;0<<\$>>; IF('Capacidad instalada sector terciario'=7;12816000<<\$>>; IF('Capacidad instalada sector terciario'=14; 29202000<<\$>>;9246000<<\$>>)))*(1-'Incentivo al almacenamiento'* 'Incentivo Financiero Terciario')*(1-(0,16**Exención IVA almacenamiento*'Incentivo Financiero Terciario')) *Curva aprendizaje Baterías'	[\$]	Cálculos propios con datos de (Viva solar Colombia, 2020)
Capacidad instalada sector industrial	45<<kW>>; 89,25<<kW>>; 178,5<<kW>>	[kW]	
	La capacidad instalada depende del escenario de análisis. Se determinan como una capacidad suficiente para satisfacer el requerimiento promedio mensual (según cálculos propios con la información de (SUI, 2020)), la mitad y el doble de esta capacidad.		
Almacenamiento sector industrial	0 ó 1 según si se considera un escenario con almacenamiento		
Capacidad instalada promedio por local industrial	IF('Capacidad instalada sector industrial'=89,25; 89,25<<kW>>; IF('Capacidad instalada sector industrial'=178,5;178,5<<kW>>;45<<kW>>))	[kW]	
Costo sistema industria sin almacenamiento	IF('Capacidad instalada sector industrial'=89,25;418980000<<\$>>**C urva aprendizaje paneles'; IF('Capacidad instalada sector industrial'=178,5;842666000<<\$>>**C urva aprendizaje paneles';211285000<<\$>>**Curva aprendizaje paneles'))*(1-'Incentivo a microgeneración*' 'Incentivo Financiero Industrial')*(1-(0,16**Exención IVA microgeneración*'Incentivo Financiero Industrial'))+'Inyección a la red industrial**Costo de medidor en sector industrial*1<<local>>	[\$]	Cálculos propios con datos de (Viva solar Colombia, 2020)
Costo del almacenamiento sector industrial	IF('Almacenamiento sector industrial'=0;0<<\$>>; IF('Capacidad instalada sector industrial'=89,25;165645000<<\$>>; IF('Capacidad instalada sector industrial'=178,5;329184000<<\$>>; 83715000<<\$>>)))*(1-'Incentivo al almacenamiento' 'Incentivo Financiero Industrial')*(1-(0,16**Exención IVA almacenamiento*'Incentivo Financiero Industrial'))**Curva aprendizaje Baterías'	[\$]	Cálculos propios con datos de (Viva solar Colombia, 2020)

% de Hogares que habitan una casa	61,4%	[%]	(DANE, 2020)
Campaña de información residencial	1 o 30 según escenario		
Parámetro imitadores-q	IF('Campaña de información residencial'=1;0,06; 0,06**Campaña de información residencial'/20)		Calibración del modelo
Parámetro Innovadores-p	0,0001**Campaña de información residencial'		Calibración del modelo
Tipo de decisor R	1 ó 5 según escenario		Calibración basada en (Dyner & Franco, 2004)
Gamma	-'Tipo de decisor R'		Calibración
Campaña de información sector terciario	1 o 30 según escenario		
Parámetro imitadores sector terciario - qT	IF('Campaña de información sector terciario'=1;0,05; 0,05**Campaña de información sector terciario'/20)		Calibración del modelo
Parámetro innovadores sector terciario - pT	0,0001**Campaña de información sector terciario'		Calibración del modelo
Tipo de decisor T	1 ó 5 según escenario		Calibración basada en (Dyner & Franco, 2004)
Gamma sector terciario	-'Tipo de decisor T'		Calibración
Campaña de información sector industrial	1 o 30 según escenario		
Parámetro imitadores sector industrial - qI	IF('Campaña de información sector industrial'=1;0,04; 0,04**Campaña de información sector industrial'/20)		Calibración del modelo
Parámetro innovadores sector industrial - pI	0,0001**Campaña de información sector industrial'		Calibración del modelo
Tipo de decisor I	1 ó 5 según escenario		Calibración basada en (Dyner & Franco, 2004)
Gamma industria	-'Tipo de decisor I'		Calibración
Costo medidor bidireccional de referencia	902000	[\$]	(Suneo, 2020)
% Hogares iniciales con iluminación de bajo consumo	0,846		(DANE, 2019)
Costo sistema iluminación LFC	11394	<<\$>>	Cotización para 60 W (easy, 2020a)
Costo sistema iluminación LED	64950*(1-'Incentivo iluminación*' 'Incentivo Financiero Residencial')*(1-0,16**Exención IVA iluminación*' 'Incentivo Financiero Residencial')	<<\$>>	Cotización para 60 W (easy, 2020b)
Incentivo iluminación	Número de 0 a 0,5		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el costo		
Exención IVA iluminación	Número de 0 a 1		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el impuesto		
%Eficiencia Iluminación residencial 2	17%	[%]	Cálculos propios con información de (Sodimac Colombia, 2019)
% Locales sector terciario iniciales con iluminación eficiente	5%	[%]	Valor asumido, considerando la información de (MME & UPME, 2016)
Costo sistema iluminación Fluorescente T8 sector terciario	159300		Cotización para 864 W (Homecenter, 2020d)
Costo sistema iluminación LED panel sector terciario	1978200		Cotización para 864 W (Homecenter, 2020b)
%Eficiencia Iluminación terciario 1	17%	[%]	Cálculos propios con información de

			(Sodimac Colombia, 2019)
% Locales sector industrial iniciales con iluminación eficiente	5%	[%]	Valor asumido, considerando la información de (MME & UPME, 2016)
Costo sistema iluminación Fluorescente T8 sector industrial	336300		Cotización para 1824 W (Homecenter, 2020d)
Costo sistema iluminación LED panel sector industrial	4176200		Cotización para 1824 W (Homecenter, 2020b)
%Eficiencia Iluminación industria 3	17%	[%]	Cálculos propios con información de (Sodimac Colombia, 2019)
Porcentaje de refrigeradores en sector residencial	83,2%	[%]	(DANE, 2019)
Hogares con refrigeradores eficientes iniciales	876543	[Hogares]	(Blaser, 2009; Ríos & Olaya, 2018)
Costo adquisición equipo no eficiente	100000	[\$/refrigerador]	Los autores
	El valor de adquisición del equipo no eficiente se asumió como sólo el valor de transporte, asumido en 100000 COP. Se asume que los consumidores no pueden encontrar en el mercado neveras promedio de baja eficiencia, ya que la disponibilidad de equipos ineficientes en el mercado ha disminuido de forma importante (UPME, 2015a). Así que, los equipos ineficientes se conseguirían por herencia, lo cual suele ser común en el caso colombiano (Blaser, 2009; Ríos & Olaya, 2018).		
Costo compra refrigerador de alta eficiencia por hogar	1777900	[\$/refrigerador]	(Falabella, 2020)
	Cotización de electrodoméstico promedio disponible en el mercado. Ver <b>Tabla 7-3</b> (Falabella, 2020)		
Vida útil refrigerador	20	[yr]	(Blaser, 2009; Ríos & Olaya, 2018; UPME, 2015a).
	A pesar de que el promedio de vida útil de refrigeradores se ubica entre 11 y 13 años (Blaser, 2009; NAHB, 2007), se asume que las neveras en el sector residencial tiene una vida útil de 20 años, ya que se ha encontrado que en Colombia, los equipos suelen heredarse entre los usuarios, prolongando su uso (Blaser, 2009; Ríos & Olaya, 2018). Además, éste supuesto está acorde con la percepción de los usuarios (UPME, 2015a)		
Refrigeradores por hogar	1	[refrigerador/hogar]	(Blaser, 2009)
%Eficiencia refrigeración 1	57.73%	[%]	(MME, 2015a)
	Para la eficiencia del electrodoméstico de refrigeración, se utilizó la información de referencia dada por el reglamento técnico de etiquetado (MME, 2015a). De acuerdo con esta, los electrodomésticos de mayor eficiencia (A) presentan una horro del 56% en los años 1 a 4; y del 78% de los años 5 en adelante. El valor promedio ponderado de eficiencia que se utilizó como referente a la etiqueta A es de 74.48%. Sin embargo, como todos los electrodomésticos del mercado no son de la más baja eficiencia, se calculó la eficiencia adquirida del sistema como la diferencia entre el promedio de la etiqueta más alta (A) a la etiqueta media (D) calculado como 47.22% siguiendo la misma metodología de la A. Por tanto, el valor de eficiencia usado es de 57.73%		
Incentivo refrigerador	Número de 0 a 0,5		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el costo		
Exención IVA refrigerador	Número de 0 a 1		

	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el impuesto		
Participación de la refrigeración pequeña en sector terciario	24%	[%]	(UPME, 2015a)
	Los sistemas de refrigeración pequeña (que incluyen neveras, congeladores, botelleros, vitrinas y dispensadores) representan aproximadamente el 24% del consumo actual del sector terciario (UPME, 2015a), ver Tabla 7-4		
Refrigeradores eficientes iniciales	75000	[refrigeradores]	(UPME, 2015a)
	La cantidad inicial se asume 75000 refrigeradores, que corresponde al valor aproximado de la sustitución de equipos para el año 2020 de la UPME bajo un escenario con RETIQ (UPME, 2015a)		
Sistema de refrigeración por local comercial	1	[Refrigerador/local]	Los autores
Costo adquisición equipo no eficiente para refrigeración en sector terciario	2499900	[\$/refrigerador]	(Falabella, 2020)
	De acuerdo con electrodomésticos disponibles en el mercado. Ver Tabla 7-5		
Costo adquisición equipo eficiente para refrigeración en sector terciario	5659990	[\$/refrigerador]	(Falabella, 2020)
	De acuerdo con electrodomésticos disponibles en el mercado. Ver Tabla 7-5		
Vida útil refrigeradores sector terciario	13	[yr]	(UPME, 2015a)
%Eficiencia refrigeración pequeña terciario 3	36,61%	[%]	(Falabella, 2020)
	El ahorro en eficiencia se realiza de acuerdo al cambio en consumo de los equipos cotizados de categoría D (la más baja encontrada en el mercado) a categoría A, siendo de 36.61% ((Falabella, 2020), Ver Tabla 7-5); este cálculo se aproxima a la eficiencia estimada por recambio de equipo de acuerdo con (UPME, 2015a).		
Participación de la refrigeración tipo rack en sector terciario	76%	[%]	(UPME, 2015a)
	Los sistemas de refrigeración tipo Rack representan aproximadamente el 76% del consumo actual del sector terciario (UPME, 2015a), ver Tabla 7-4		
Costo adquisición equipo no eficiente para refrigeración rack en sector terciario	27000000	[\$/refrigerador]	(Giraldo, 2018)
Costo adquisición equipo eficiente rack para refrigeración en sector terciario	35000000	[\$/refrigerador]	(Giraldo, 2018)
%Eficiencia refrigeración rack terciario 3	10%	[%]	(UPME, 2015a)
Vida útil refrigeradores rack sector terciario	10	[yr]	(UPME, 2015a)
Vida útil refrigeradores sector industrial	10	[yr]	(UPME, 2015a)
Costo adquisición sistema refrigeración tradicional en industria	27000000	[\$/local]	(Giraldo, 2018)
Costo adquisición sistema refrigeración eficiente en industria	35000000	[\$/local]	(Giraldo, 2018)
%Eficiencia refrigeración industria 2	10%	[%]	(UPME, 2015a)
Porcentaje de hogares en región caribe respecto al total nacional	18,5%	[%]	(DANE, 2019)
Porcentaje de hogares con AA actual	4,75%	[%]	(DANE, 2019)
Costo promedio Minisplit Baja eficiencia 9000 BTU	1247400	[\$/AireAcondicionado]	(Homecenter, 2020a).
	De acuerdo con información comercial disponible. Ver Tabla 7-6		
Vida útil AA Split y Minisplit	10	[yr]	(UPME, 2015a)
Aire por hogar	1	[AireAcondicionado/Hogar]	Los autores
Costo promedio Minisplit alta eficiencia 9000 BTU	2130900	[\$/AireAcondicionado]	(Homecenter, 2020a)
	De acuerdo con información comercial disponible. Ver Tabla 7-6		
%Eficiencia AA 7	46%	[%]	(Homecenter, 2020a).
	Cálculos propios utilizando información comercial de (Homecenter, 2020a). Ver Tabla 7-6		

Incentivo AA	Número de 0 a 0,5		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el costo		
Exención IVA AA	Número de 0 a 1		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el impuesto		
Participación de AA pequeño en sector terciario	30%	[%]	Cálculos propios con información de (MME & UPME, 2016; UPME, 2015a)
Costo promedio Minisplit Baja eficiencia 12000 BTU	1305900	[\$/AireAcondicionado]	(Homecenter, 2020a),
	De acuerdo con información comercial disponible. Ver Tabla 7-7		
AA pequeño por local	1	[AireAcondicionado/local]	Los autores
Costo promedio Minisplit alta eficiencia 12000 BTU	1918344	[\$/AireAcondicionado]	(Homecenter, 2020a)
	De acuerdo con información comercial disponible. Ver Tabla 7-7		
%Eficiencia AA pequeño terciario 2	13%	[%]	(Homecenter, 2020a)
	Cálculos propios utilizando información comercial de (Homecenter, 2020a). Ver Tabla 7-7		
Participación de AA Chiller en sector terciario	70%	[%]	(MME & UPME, 2016; UPME, 2015a)
Vida útil AA Chiller	20	[yr]	(UPME, 2015a)
Costo Sistema Chiller por local baja eficiencia	47250000	[\$/local]	(Giraldo, 2018)
Costo sistema Chiller alta eficiencia por local	61250000	[\$/local]	(Giraldo, 2018)
%Eficiencia AA Chiller 2	34,5%	[%]	(UPME, 2015a)
Costo sistema AA Chiller por local baja eficiencia	47250000	[\$/local]	(Giraldo, 2018)
Costo sistema AA Chiller alta eficiencia	61250000	[\$/local]	(Giraldo, 2018)
%Eficiencia AA industria 4	34,5%	[%]	(UPME, 2015a)
Incentivo motor	Número de 0 a 0,5		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el costo		
Exención IVA motor	Número de 0 a 1		
	Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el impuesto		
% Locales sector terciario iniciales con motor eficiente	20%	[%]	Los autores
	Se asume que todos los locales podrían tener motor, y que el comportamiento del sector terciario es similar al del sector industrial. El valor es una interpretación de la información disponible en (MME & UPME, 2016)		
Costo motor por local baja eficiencia	1208405	[\$/local]	(ABB, 2017) .
	Cálculos propios utilizando información comercial de (ABB, 2017). Ver <b>Tabla 7-8</b>		
Costo motor eficiente por local	5613627	[\$/local]	(ABB, 2017) .
	Cálculos propios utilizando información comercial de (ABB, 2017) . Ver <b>Tabla 7-8</b>		
Vida útil motor	20	[yr]	(ABB Group, 2013; MME & UPME, 2016)
%EficienciaMotor 4	10%	[%]	(ABB, 2017) . Ver



			Tabla 7-8
Cálculos propios utilizando información comercial de (ABB, 2017). Ver			
<b>Tabla 7-8</b>			
% Locales sector industrial iniciales con motor eficiente	20%	[%]	(MME & UPME, 2016)
El valor es una interpretación de la información disponible en (MME & UPME, 2016)			
Costo motor por local baja eficiencia sector industrial	3345328	[\$/local]	(ABB, 2017)
De acuerdo con información comercial disponible en (ABB, 2017). Ver Tabla 7-9			
Costo motor eficiente por local sector industrial	12149107	[\$/local]	(ABB, 2017) . Ver Tabla 7-9
De acuerdo con información comercial disponible en (ABB, 2017). Ver Tabla 7-9			
%EficienciaMotor industrial 1	5,6%	[%]	(ABB, 2017)
De acuerdo con información comercial disponible en (ABB, 2017). Ver Tabla 7-9			
medidores requeridos por hogar	1/1<<Hogar>>	[1/Hogar]	Los autores:
sólo se requiere un punto de medición por usuario.			
Incentivo medidores	Número de 0 a 0,5		
Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el costo del medidor			
Exención IVA medidor	Número de 0 a 1		
Parámetro que puede ser modificado en la plataforma según políticas. Representa el % de descuento en el impuesto del medidor			
Vida útil de un medidor	15	[yr]	(CREG, 2018a)
% de hogares iniciales con prácticas de conservación en iluminación	89,9%	[%]	(DANE, 2019)
% Disminución en consumo de iluminación por buenas prácticas	60%	[%]	(Yan Zhang et al., 2018)
Hogares con TV	53,4%	[%]	(DANE, 2019)
% de hogares iniciales con prácticas de conservación sobre desconexión de equipos	72,7%	[%]	(DANE, 2019)
% Disminución en consumo de TV por buenas prácticas - desconexión-	10%	[%]	(MME & UPME, 2016)
Hogares con Plancha	57,7%	[%]	(DANE, 2019)
% de hogares iniciales con prácticas de conservación para planchar	60%	[%]	(DANE, 2019)
% Disminución en consumo por buenas prácticas al planchar	10%	[%]	(MME & UPME, 2016)
% disminución en consumo de iluminación por buenas prácticas en sector terciario	60%	[%]	(Yan Zhang et al., 2018)
% disminución en consumo de AA por buenas prácticas en sector terciario	50%	[%]	(Yan Zhang et al., 2018)
%Eficiencia iluminación por buenas prácticas industria	30%	[%]	(Abdelaziz et al., 2011; MME & UPME, 2016)
%Eficiencia fuerza motriz por buenas prácticas industria	10%	[%]	(MME & UPME, 2016)
%Eficiencia refrigeración por buenas prácticas industria	10%	[%]	(MME & UPME, 2016)
%Eficiencia AA por buenas prácticas industria	10%	[%]	(MME & UPME, 2016)
%Eficiencia calor directo por buenas prácticas industria	15%	[%]	(MME & UPME, 2016)
%Eficiencia calor indirecto por buenas prácticas industria	7%	[%]	(MME & UPME, 2016)
cu residencial inicial	{388,619912623;388,619912623;388,619912623;388,619912623;388,619912623;388,619912623;388,619912623;	[\$/kWh]	Cálculos propios con información de

	402,0919889184;428,3836060944;446,9264291536;471,7814169285;484,9989400148;468,1301489809;471,2139809685;479,6828399367;478,5869945826;470,1984950652;457,8398386828;480,7583587898;483,9442755603;466,3067664149;440,0469313524;409,9766066848;388,619912623}		(SSPD, 2020; SUI, 2020)
Emisiones iniciales SIN 2019	11815408 <<tCO2>>	[tCO2]	(Xm, 2020)
Factor de emisiones promedio Colombia de CO2 g por kWh	164,38 <<g/kWh>>	[g/kWh]	(Xm, 2020)
Costo información conservación por usuario	1000 <<\$/usuario>>	[\$/usuario]	Los autores
Costo información por usuario	500 <<\$/usuario>>	[\$/usuario]	Los autores
TRM	3500 <<\$USD>>	[\$/USD]	

**Tabla 7-3:** Cotización neveras. Fuente: (Falabella, 2020; Homecenter, 2020c)

Tipo nevera	RETIQ	Litros	Precio	Precio/litro	Referencia	Fuente
Montaje superior- No frost	A	300	1499900	4999.7	RMA300FYCC	(Homecenter, 2020c)
Montaje superior- No frost	A	397	1909900	4810.8	WRJ44AKTWW	(Homecenter, 2020c)
Montaje superior- No frost	A	360	1493900	4149.7	RMP360FYCU	(Homecenter, 2020c)
Montaje superior- No frost	A	391	1569900	4015.1	RMP400FYCU	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	400	1799900	4499.8	RMP400FZCC	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	312	1449900	4647.1	GT32WPPK.APZCC	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	353	1586900	4495.5	RMP360FYCU	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	400	2399900	5999.8	RL4034SBABS/CO	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	368	2049900	5570.4	RT38K5992BS/CO	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	396	2219900	5605.8	LT41AGPX.APZCCL	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	393	1559900	3969.2	WRJ44AKTWW	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	393	1849900	4707.1	RMS400IBBRX0	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	320	1499900	4687.2	RT32K571JS8/CO	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	382.3	1545900	4043.7	H7164NT40	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	382.3	1736900	4543.3	H7164NT40	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	371	1777900	4792.2	NVANF4632PDA X	(Falabella, 2020)
Montaje superior- No frost	A	391	1389900	3554.7	RMP400FLCG	(Falabella, 2020)
<b>Equipo promedio</b>		<b>371</b>	<b>1725900</b>	<b>4652.4</b>		

**Tabla 7-4:** Caracterización del consumo en kWh/mes por sistemas de refrigeración comercial. Fuente: (UPME, 2015a)

Código CIU	Racks	Neveras	Congelador	Botellero	Vitrina	Dispensador
G	798495	24581	23580	12436	118292	1925
H	45173	27250	8207	5815	3868	1540
I		244	0	558	0	476
J		478	0	126	0	368
K		1526	468	284	0	178
L	2940	5533	180	1830	360	1312
M		1868	756	3351	1326	386
N		3101	1188	918	648	104

O	134	1796	1851	4881	1209	4457
Total	846742	66377	36230	30199	125703	10746
Participación en consumo total	75.87%	24.13%				
Participación de refrigeración pequeña		24.65%	13.46%	11.22%	46.69%	3.99%

**Tabla 7-5:** Información Comercial Nevecones. Fuente: (Falabella, 2020)

RETIQ	Litros	Precio	Precio/litro	Referencia	Consumo kWh/mes
D	549	4195900	7642.8	PSMS2LEFFSS	51
D	510	2499900	4901.8	OS-CSBSMI19EMSS	56
D	513	2799900	5457.9	OS-CSBSMI19EMSSD	56.25
A	600	8699900	14499.8	RF28R7351SG/CO	38.5
A	510	5659990	11098.0	RS51K54F02C/CL	35.5
A	590	5899900	9999.8	LM65SGS.ASTCCL	43.8
A	580	5599900	9655.0	RF26J7500SL	39.9
A	582	7999900	13745.5	RF265BEAESG/CO	40.6
A	592	6199900	10472.8	LS65SXTXAMCCCLM	45.9
A	591	3999900	6768.0	LS63SPGK	41
A	592	5149900	8699.2	LS65SXNXANSCCLM	45.9
A	533.4	3699900	6936.4	LM-F223RSX	40.6

**Tabla 7-6:** Información Comercial Aires Acondicionados de 9000 BTU en el mercado colombiano. Fuente: (Homecenter, 2020a)

Tipo	Categoría a RETIQ	Precio [\$/ Aire Acondicionado]	Referencia	Consumo [kWh/mes]
Minisplit inverter	B	2130900	MMI09CDMCCC8	100.8
Minisplit Inverter	C	1496900	11.091.22.53.02	107
Minisplit inverter	C	2127900	Climate 8000	110.88
Minisplit Inverter	C	1329900	MSB-09DN1	107.82
Minisplit Inverter	C	1339900	MMI09CDBWCCCHI8	111.8
Minisplit inverter	C	1849900	VM092C7	104.28
Minisplit On/Off	D	1379900	EASX09A2MBETW	117
Minisplit inverter Dual	E	1509900	8736 110 028	386.9
Minisplit On/off	E	1079900	11.091.11.51.02	132
Minisplit On/off	E	1379900	EASX09A3MBETW	115
Minisplit On/Off	E	1019900	MSF-09N1-N	114.84
Promedios B		2130900		100.8
Promedios C		1628900		108.356
promedios D		1379900		117
promedios E		1247400		187.185
Eficiencia	46%			

**Tabla 7-7:** Información Comercial Aires Acondicionados de 12000 BTU en el mercado colombiano. Fuente: (Homecenter, 2020a)

Tipo	Categoría RETIQ	Precio [\$/Aire Acondicionado]	Referencia	Consumo [kWh/mes]
Minisplit Inverter	C	1569900	11.121.22.53.02	143
Minisplit Inverter	C	1849900	EAIX12A2MBBTW	133
Minisplit Inverter	C	1849900	EAIX12A3MBBTW	143
Minisplit Inverter	C	2207900	MMI12CDMCCC8	150.8
Minisplit Inverter	C	1599900	11.121.12.53.02	143
Minisplit Inverter	C	1379900	MSBB-12DN1	133.48
Minisplit Inverter	C	2309900	Climate 8000	142.56
Minisplit Inverter	C	2247900	Climate 8000	142.56
Minisplit Inverter	C	2249900	VR122C7	133.28
Minisplit Inverter	D	1549900	MSBB-12DN1-N	159.04

Minisplit On/off	D	1129900	MMT12CDBWCCCHI8	153
Minisplit On/off	E	1184900	11.121.11.51.02	165
Minisplit On/off	E	1184900	11.121.21.51.02	153
Minisplit On/Off	E	1079900	MSF-12N1-N	166.98
Minisplit On/Off	E	1539900	EASX12A3MBETW	167
Minisplit On/Off	E	1539900	EASX12A2MBETW	159
Promedios C		1918344		140.52
promedios D		1339900		156.02
promedios E		1305900		162.196
Eficiencia	13%			

**Tabla 7-8:** Información Comercial para Motores de 2HP (1.5 kW), considerando tasa impositiva del 19% y una TRM de 4000. Fuente (ABB, 2017)

IE	Eficiencia (%)	COP con IVA
1	81	\$ 986,272
1	81	\$ 1,079,568
1	77	\$ 1,559,376
4	86.5	\$ 3,784,200
4	86.5	\$ 4,726,680
4	88.5	\$ 5,888,120
4	86.5	\$ 5,378,800
4	88.5	\$ 5,283,600
4	88.5	\$ 6,502,160
4	86.5	\$ 5,850,040
4	88.5	\$ 5,792,920
4	88.5	\$ 7,316,120
Valores promedio IE1	79.7	\$ 1,208,405
Valores promedio IE4	87.6	\$ 5,613,627
% mejora en eficiencia	10.0%	

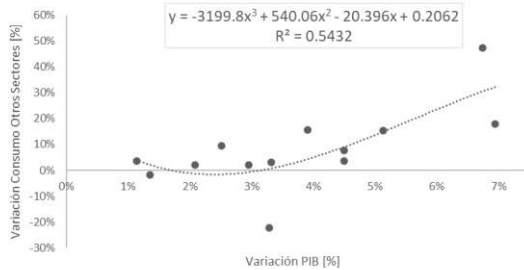
**Tabla 7-9:** Información Comercial para Motores de 10HP (1.5 kW), considerando tasa impositiva del 19% y una TRM de 4000. Fuente (ABB, 2017)

IE	Eficiencia (%)	COP con IVA
1	87.5	\$ 2,905,504
1	87.5	\$ 3,065,440
1	84.8	\$ 4,065,040
4	91.7	\$ 7,068,600
4	92.4	\$ 7,125,720
4	91.7	\$ 13,846,840
4	91	\$ 10,871,840
4	91.7	\$ 10,253,040
4	91	\$ 17,673,880
4	91	\$ 11,938,080
4	91.7	\$ 11,147,920
4	91	\$ 19,416,040
Valores promedio IE1	86.6	\$ 3,345,328
Valores promedio IE4	91.5	\$ 12,149,107
% mejora en eficiencia	5.6%	

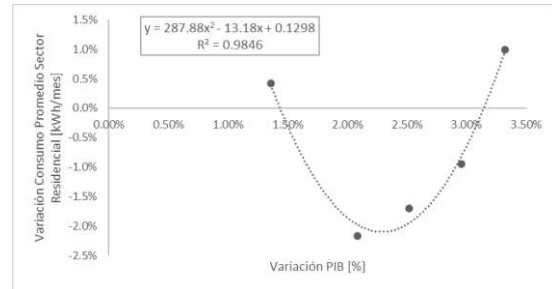
## C. Anexo C

Ajustes de funciones para asociación del PIB con variación de consumo y suscriptores por sector.

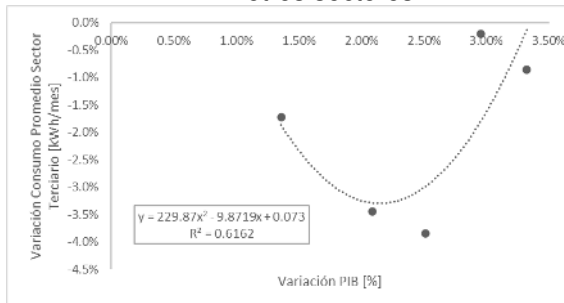
**Figura 7-1:** Ajuste asociación Variación PIB vs Variación Consumo de cada sector.  
Fuente: Elaboración propia con información de (Banco de la República de Colombia, 2020; SUI, 2020)



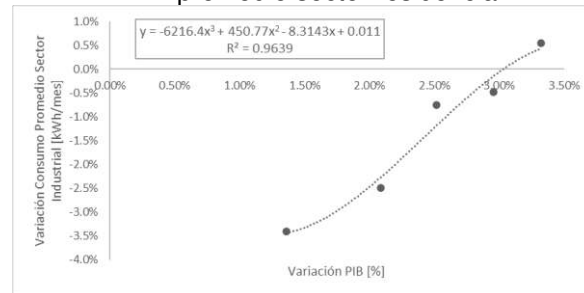
(a) Variación PIB vs Variación Consumo otros sectores



(b) Variación PIB vs Variación Consumo promedio sector residencial

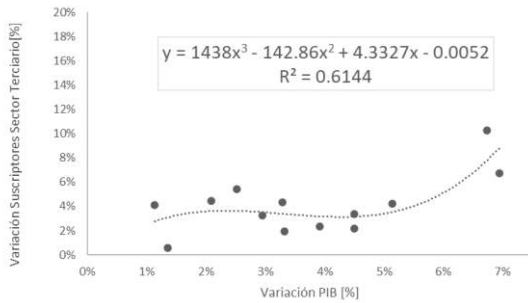


(c) Variación PIB vs Variación Consumo promedio sector terciario

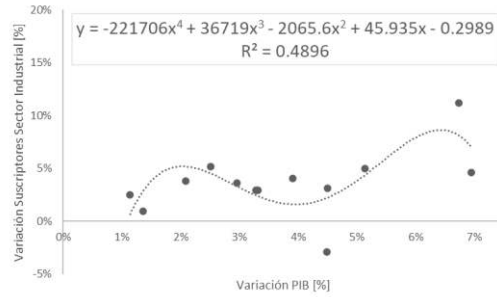


(d) Variación PIB vs Variación Consumo promedio sector industrial

**Figura 7-2:** Ajuste asociación Variación PIB vs Variación suscriptores de sector terciario e industrial. Fuente: Elaboración propia con información de (Banco de la República de Colombia, 2020; SUI, 2020)



(a) Variación PIB vs Variación suscriptores sector terciario

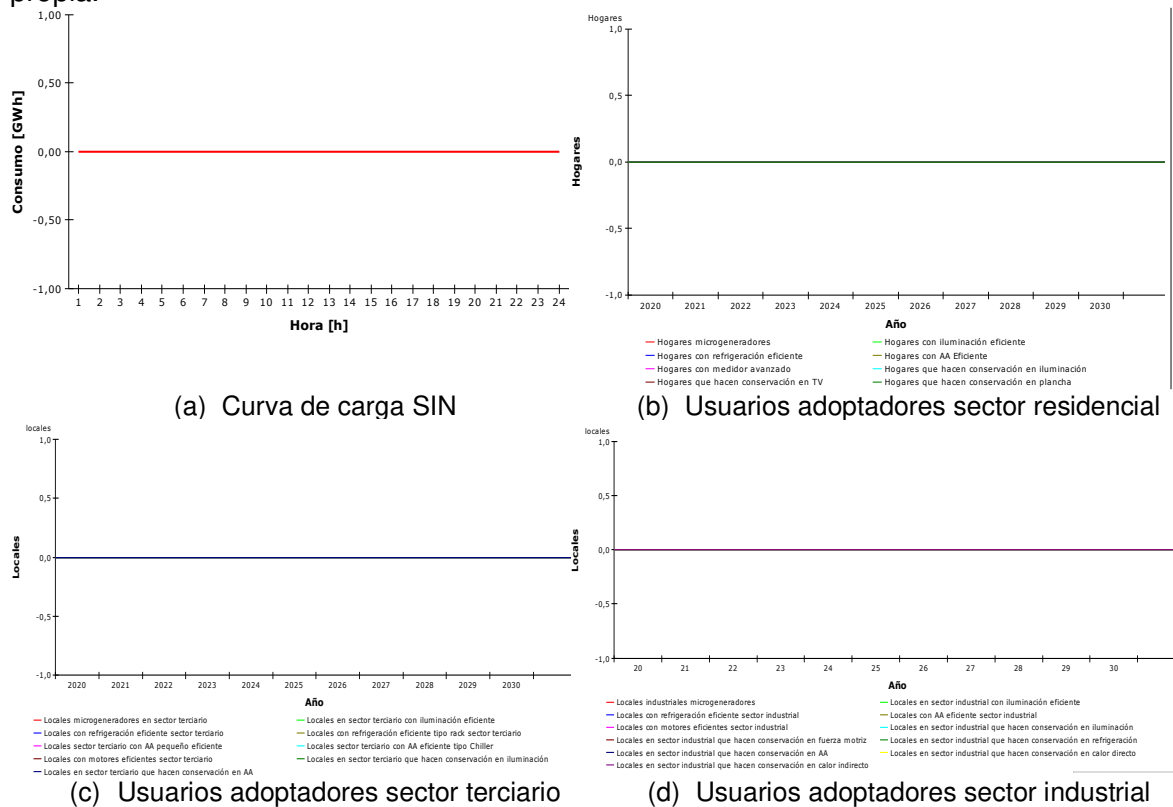


(b) Variación PIB vs Variación suscriptores sector industrial

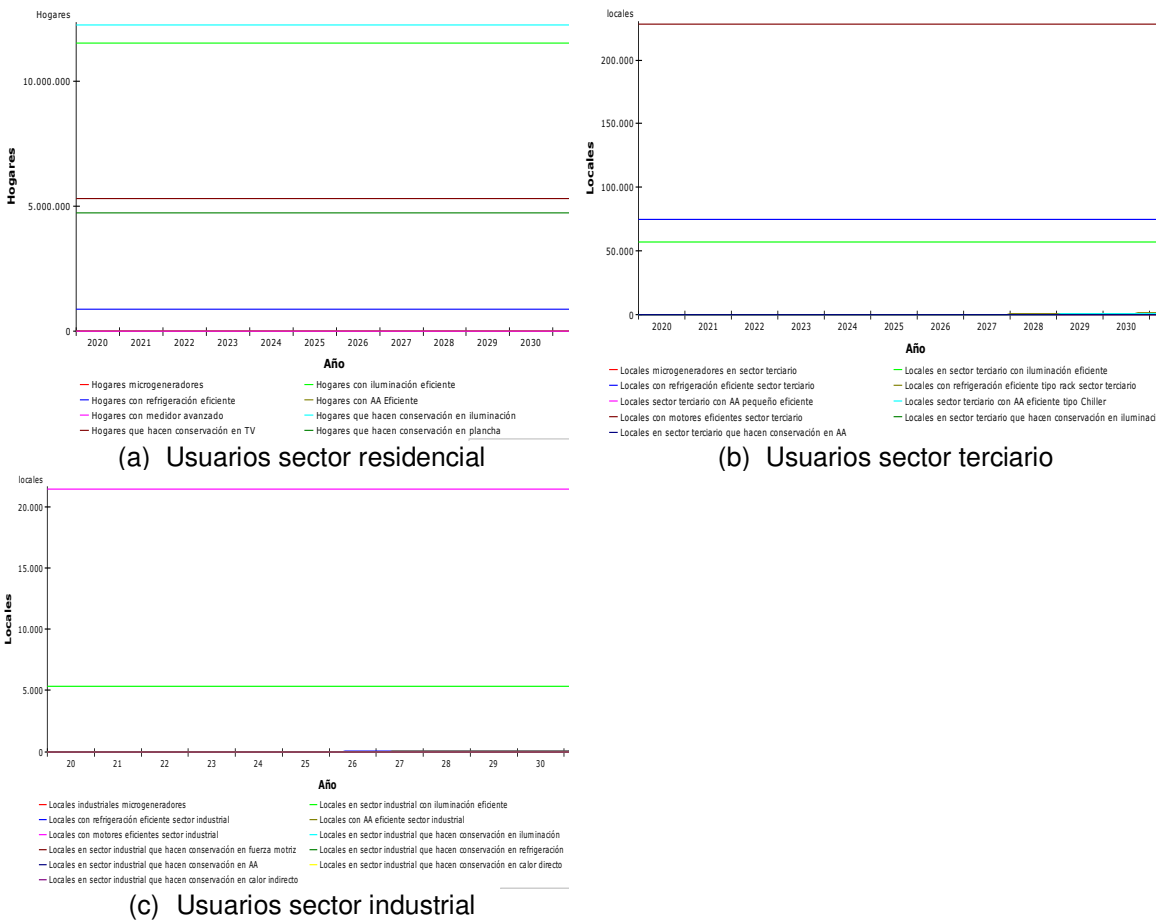
## D. Anexo D

A continuación, se presentan los resultados de las pruebas de validación de condiciones extremas

**Figura 7-3:** Resultados ante la ausencia de usuarios en el sistema. Fuente: elaboración propia.



**Figura 7-4:** Adoptadores de alternativas de participación de la demanda cuando el costo unitario del sistema es cero y las alternativas son mucho más costosas. Fuente: elaboración propia.





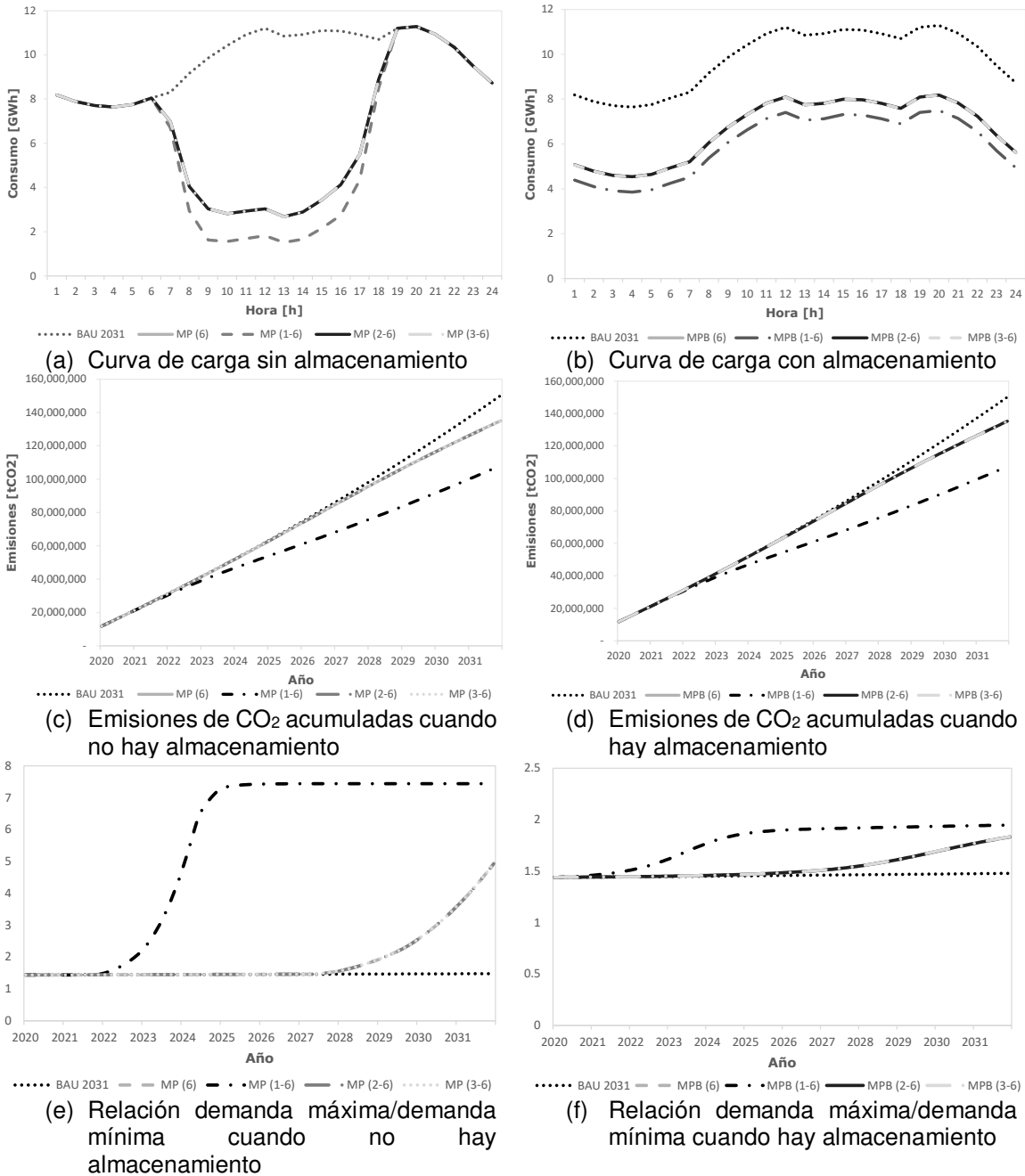
## E. Anexo E

Resultados de las políticas comparando sus efectos en los casos de instalación para satisfacer el consumo promedio con y sin almacenamiento, teniendo en cuenta que en todos los casos se consideran usuarios poco sensibles al precio, y una tarifa de costo unitario plano (nombrado con el número 6).

**Tabla 7-10:** Nomenclatura para el análisis de los casos de políticas para microgeneración con sistemas para satisfacer consumo promedio. Fuente: elaboración propia.

<b>Alternativa</b>	<b>Política</b>	<b>Nomenclatura</b>
Microgeneración (consumo promedio)	Sin política y (6) CU plano	MP (6)
Microgeneración (consumo promedio)	(1) Campaña de información y (6) CU plano	MP (1-6)
Microgeneración (consumo promedio)	(2) Incentivo tributario – IVA -20% y (6) CU plano	MP (2-6)
Microgeneración (consumo promedio)	(3) Incentivo financiero – Subsidios 20% y (6) CU plano	MP (3-6)
Microgeneración (consumo promedio y baterías)	Sin política y (6) CU plano	MPB (6)
Microgeneración (consumo promedio y baterías)	(1) Campaña de información y (6) CU plano	MPB (1-6)
Microgeneración (consumo promedio y baterías)	(2) Incentivo tributario – IVA -20% y (6) CU plano	MPB (2-6)
Microgeneración (consumo promedio y baterías)	(3) Incentivo financiero – Subsidios 20% y (6) CU plano	MPB (3-6)

**Figura 7-5:** Resultados de políticas comparativos para alternativas microgeneración para satisfacer consumo promedio considerando sistemas sin almacenamiento (panel izquierdo) y con almacenamiento (panel derecho). Fuente: Elaboración propia.





**Tabla 7-12:** Indicadores de difusión comparativos de políticas para alternativas de microgeneración para satisfacer consumo promedio con y sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia

Escenario	Sector					
	Residencial		Terciario		Industrial	
	Penetración	Tiempo adopción [años]	Penetración	Tiempo adopción [años]	Penetración	Tiempo adopción [años]
MP (6)	29,3%	8,7	44,3%	9,9	32,2%	11,6
MP (1-6)	30,0%	2,8	49,0%	3,0	49,3%	3,0
MP (2-6)	29,3%	8,7	44,3%	9,9	32,2%	11,6
MP (3-6)	29,3%	8,7	44,3%	9,9	32,3%	11,6
MPB (6)	29,2%	8,8	44,1%	9,9	31,9%	11,6
MPB (1-6)	29,9%	2,8	49,0%	3,0	49,3%	3,0
MPB (2-6)	29,2%	8,8	44,1%	9,9	32,0%	11,6
MPB (3-6)	29,2%	8,8	44,2%	9,9	32,0%	11,6

## F. Anexo F

**Tabla 7-13:** Indicadores de difusión comparativos de políticas de información y mercado para alternativas de microgeneración para sistemas sobreinstalados con y sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia

Escenario	Sector					
	Residencial		Terciario		Industrial	
	Penetración	Tiempo adopción [años]	Penetración	Tiempo adopción [años]	Penetración	Tiempo adopción [años]
MS (6)	29,3%	8,7 años	44,3%	9,8 años	32,3%	11,5 años
MS (1-6)	30,0%	2,7 años	49,0%	2,8 años	49,3%	3,0 años
MS (4-7)	29,3%	8,7 años	44,4%	9,9 años	32,4%	11,6 años
MS (5-7)	29,2%	8,8 años	43,9%	10 años	31,7%	11,7 años
MS (1-5-7)	29,9%	2,8 años	48,9%	3,0 años	49,2%	3,0 años
MSB (6)	29,2%	8,6 años	44,3%	9,7 años	32,1%	11,3 años
MSB (1-6)	29,9%	2,7 años	49,0%	2,8 años	49,3%	3,0 años
MSB (4-7)	29,3%	8 años	44,4%	9,9 años	32,4%	10,8 años
MSB (5-7)	29,0%	8,8 años	43,7%	9,8 años	31,2%	11,5 años
MSB (1-5-7)	29,8%	2,8 años	48,8%	3,0 años	49,2%	3,0 años

**Tabla 7-14:** Relación costo/beneficio (C/B) comparativos de políticas de información y mercado para alternativas de microgeneración para sistemas sobreinstalados con y sin almacenamiento. Fuente: elaboración propia

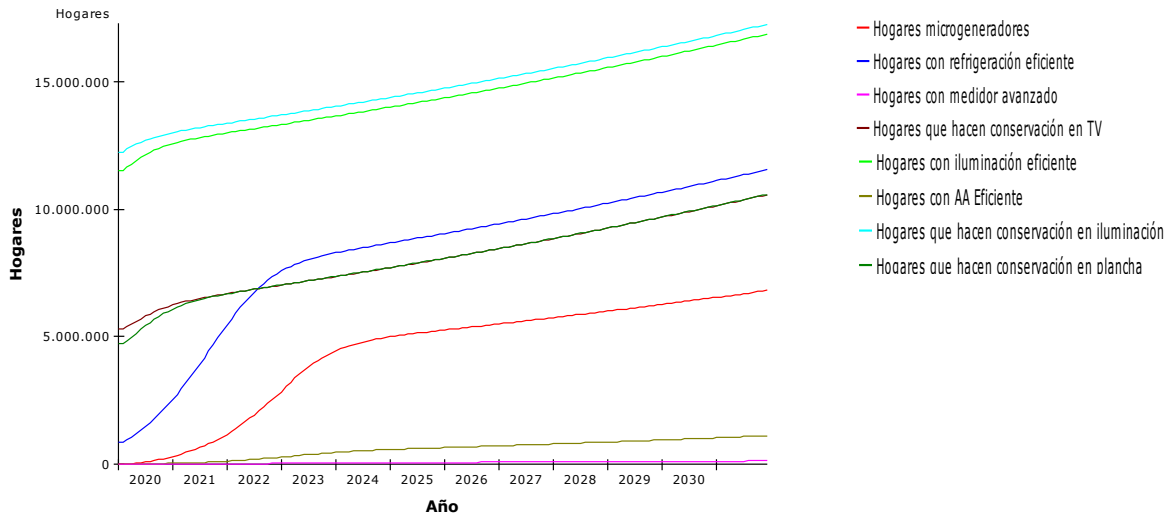
Escenario	Sector					
	Residencial		Terciario		Industrial	
	C/B mínimo de inyectar	C/B máximo de inyectar	C/B mínimo de inyectar	C/B máximo de inyectar	C/B mínimo de inyectar	C/B máximo de inyectar
MS (6)	--	--	--	--	--	--
MS (1-6)	--	--	--	--	--	--
MS (4-7)	0,4	5,7	0,9	20,8	0,6	8,5
MS (5-7)	-0,8	-0,04	-1,0	0,7	-0,7	0,5
MS (1-5-7)	-0,9	-0,04	-1	0,8	-0,8	0,5
MSB (6)	--	--	--	--	--	--
MSB (1-6)	--	--	--	--	--	--
MSB (4-7)	-0,4	1,5	-0,1	8,6	-0,3	2,9
MSB (5-7)	-1	-0,9	-1	-0,7	-1	-1,0
MSB (1-5-7)	-1	-0,9	-1	-0,7	-1	-0,4



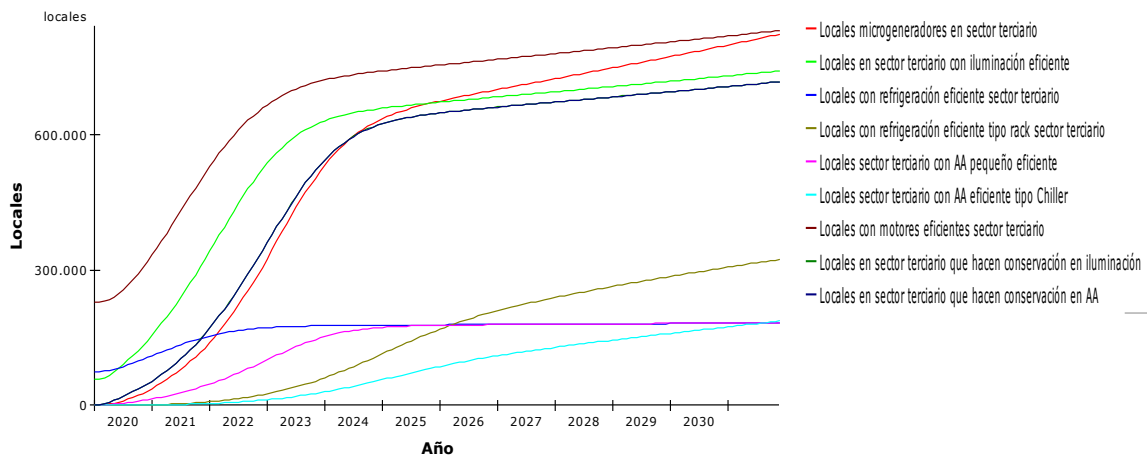
## G. Anexo G

A continuación, se presentan las curvas de difusión de las alternativas de participación de la demanda para cada una de las configuraciones descritas en la sección 6.2.2.

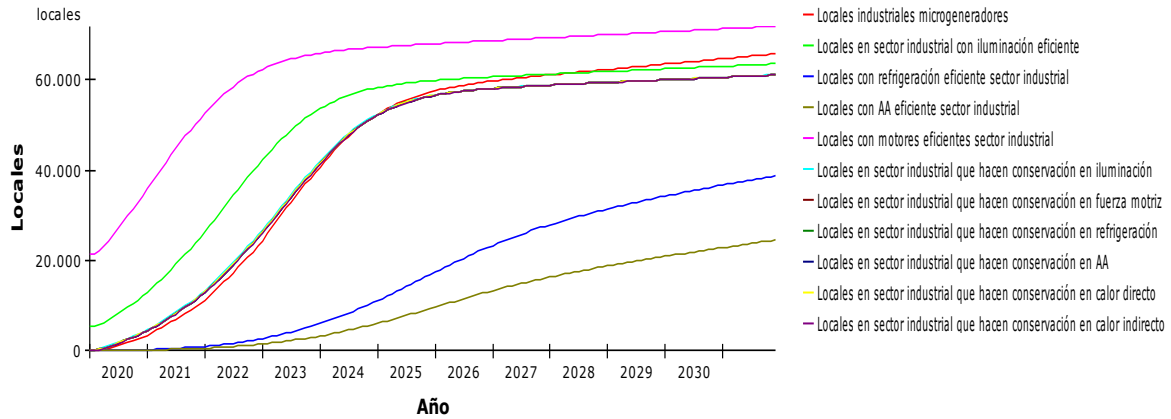
**Figura 7-6:** Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 1 (Regulador Orientado y Usuario Sensible).



(a) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector residencial



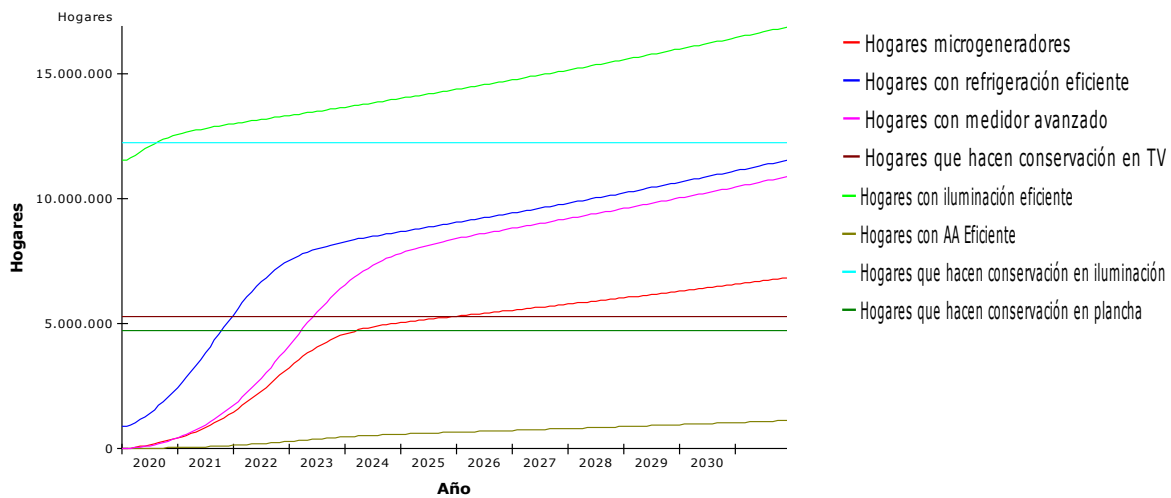
(b) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector terciario



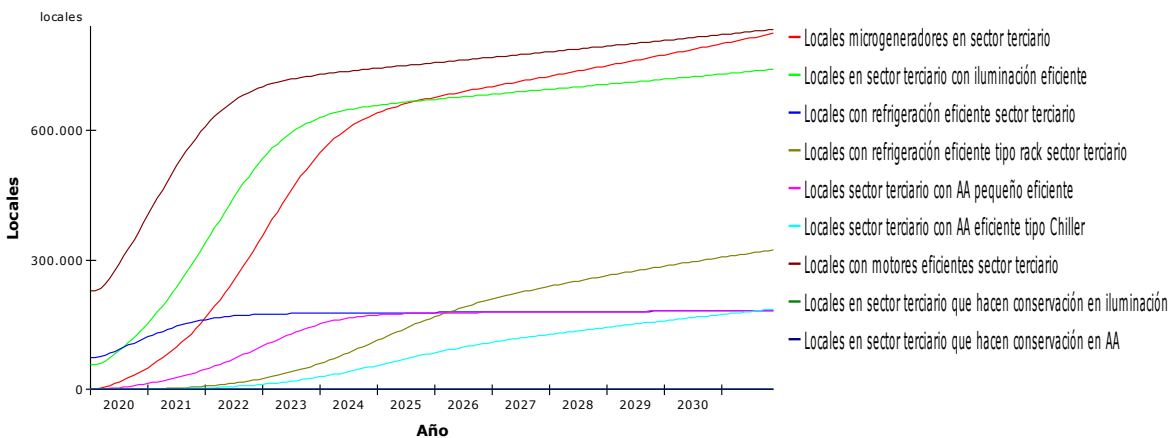
(c) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector industrial

Figura 7-6 (Continuación)

Figura 7-7: Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 2 (Regulador Orientado y Usuario Poco Sensible).

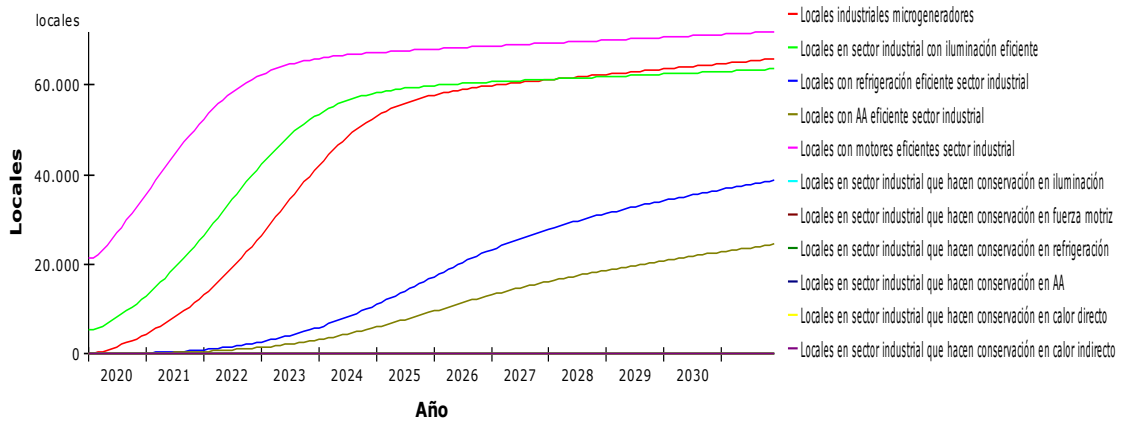


(a) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector residencial



(b) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector terciario

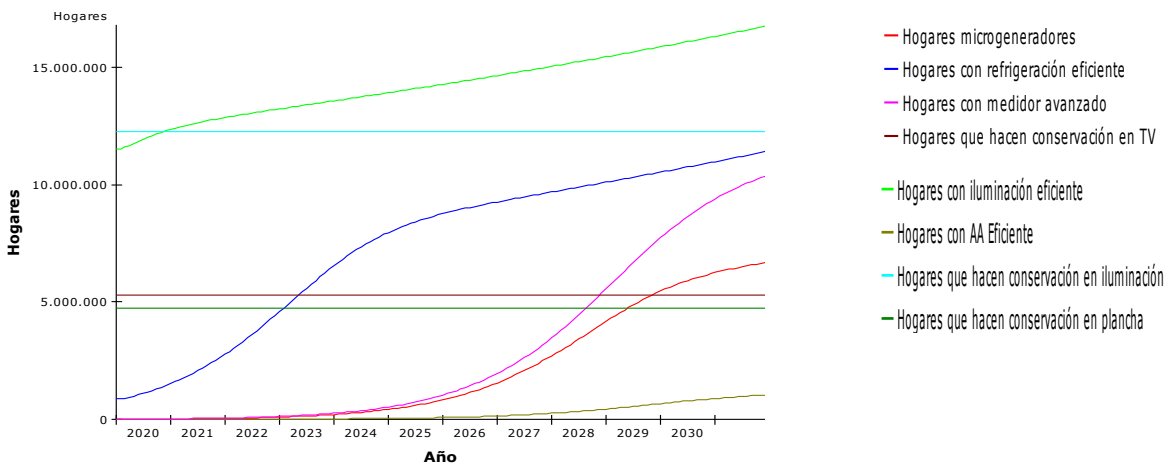




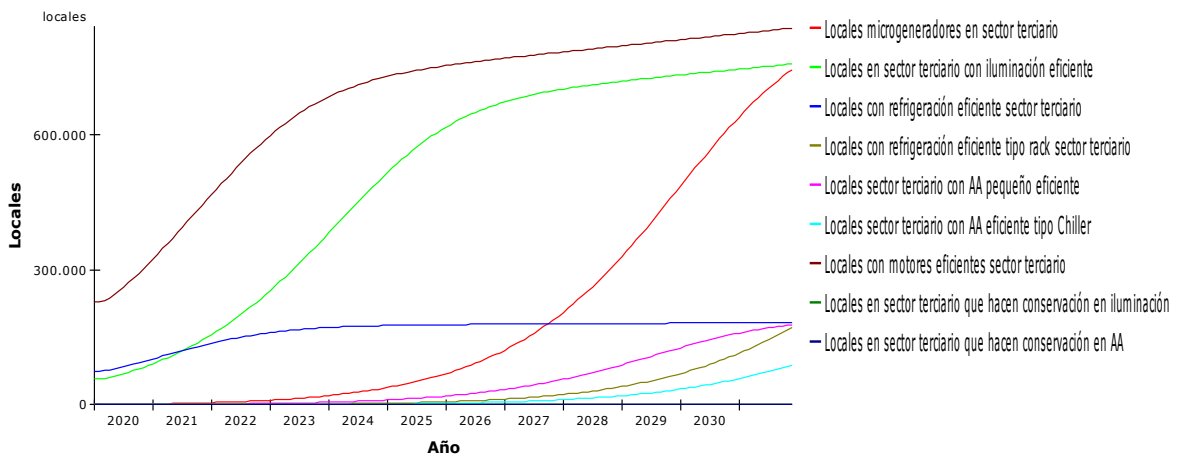
(c) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector industrial

Figura 7-7 (Continuación)

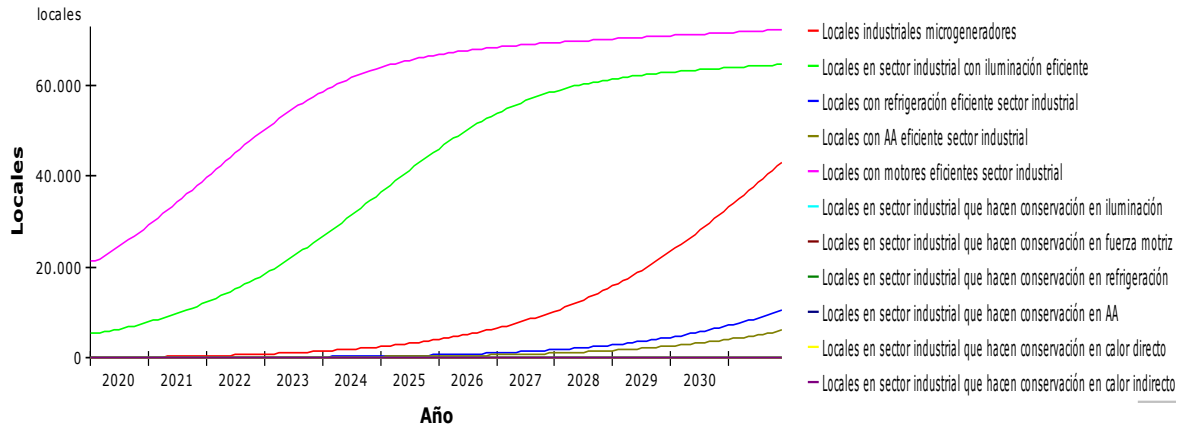
Figura 7-8: Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 3 (Regulador No Orientado y Usuario Poco Sensible).



(a) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector residencial



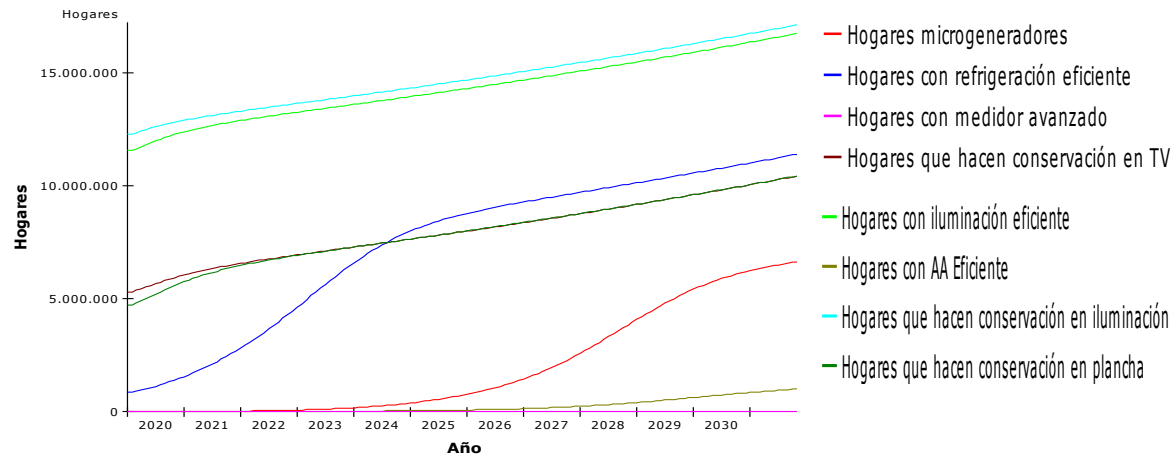
(b) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector terciario



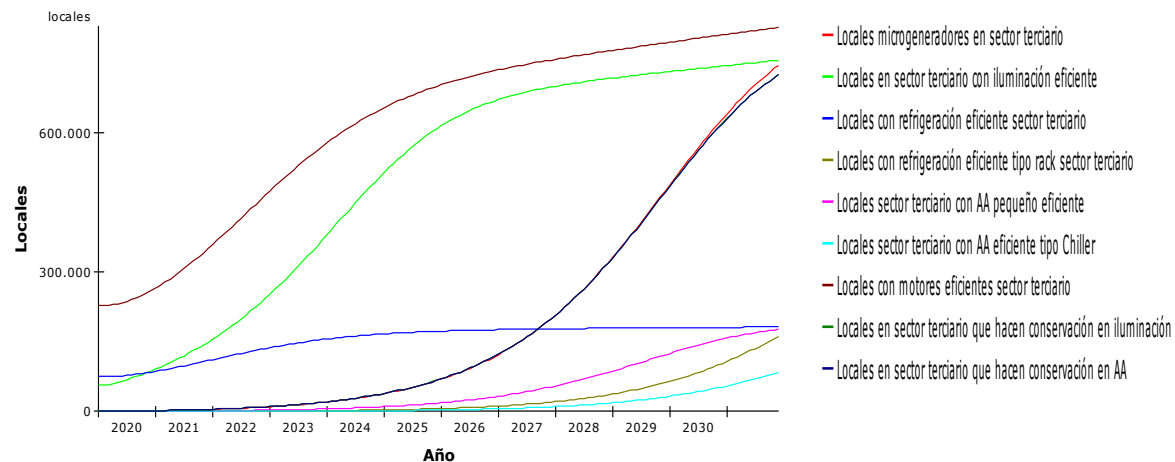
(c) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector industrial

Figura 7-8 (Continuación)

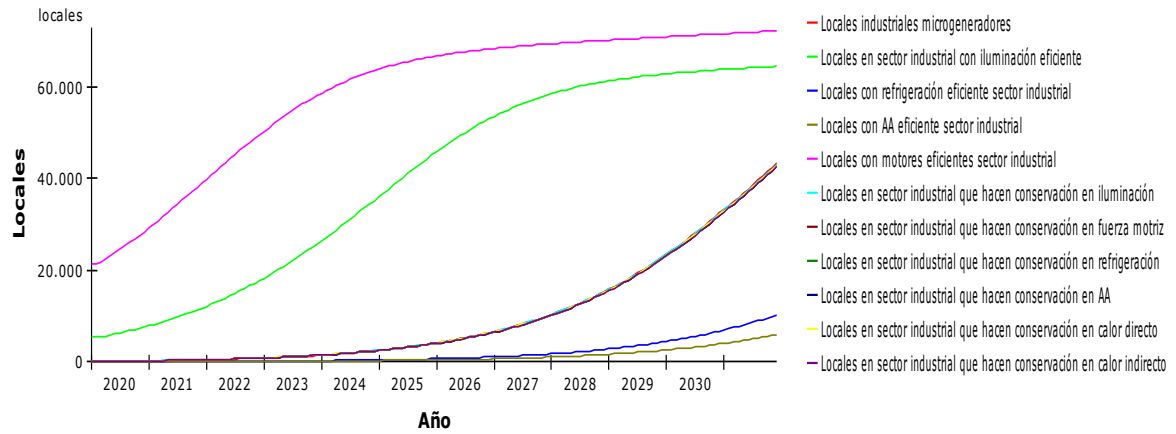
Figura 7-9: Dinámicas de difusión de alternativas de participación de la demanda para la configuración 4 (Regulador No Orientado y Usuario Sensible).



(a) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector residencial



(b) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector terciario



(c) Dinámicas de difusión de alternativas de participación en sector industrial

**Figura 7-9** (Continuación)



## Referencias

- ABB. (2017). *Lista de precios productos de automatización y control*.  
[https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/colombia-ecuador-docs/2-lp-productos-de-automatizacion-y-control.pdf?sfvrsn=b8938c12\\_2](https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/colombia-ecuador-docs/2-lp-productos-de-automatizacion-y-control.pdf?sfvrsn=b8938c12_2)
- ABB Group. (2013). *Eficiencia en motores nuevos desarrollos y tecnologías ABB IE4 Super Premium y SynRM 1E4*. <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/3-josé-simpson---eficiencia-en-motores-nuevos-desarrollos-y-tecnologías-abb.pdf?sfvrsn=2>
- Abdelaziz, E. A., Saidur, R., & Mekhilef, S. (2011). A review on energy saving strategies in industrial sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(1), 150–168.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.003>
- Abrahamse, W., Steg, L., Vlek, C., & Rothengatter, T. (2005). A review of intervention studies aimed at household energy conservation. *Journal of Environmental Psychology*, *25*(3), 273–291. <https://doi.org/10.1016/j.jenvp.2005.08.002>
- Abreu, J., Wingartz, N., & Hardy, N. (2019). New trends in solar: a comparative study assessing the attitudes towards the adoption of rooftop PV. *Energy Policy*, *128*(December 2018), 347–363. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.038>
- Aelenei, D., Lopes, R. A., Aelenei, L., & Gonçalves, H. (2019). Investigating the potential for energy flexibility in an office building with a vertical BIPV and a PV roof system. *Renewable Energy*, *137*, 189–197. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.140>
- Aghaei, J., & Alizadeh, M. I. (2013). Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *18*, 64–72. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.019>
- Agterbosch, S., Meertens, R. M., & Vermeulen, W. J. V. (2009). The relative importance of social and institutional conditions in the planning of wind power projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *13*(2), 393–405.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.10.010>
- Ahmad, S., Mat Tahar, R., Muhammad-Sukki, F., Munir, A. B., & Abdul Rahim, R. (2016).

- Application of system dynamics approach in electricity sector modelling: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 29–37.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.034>
- Alam, M., Zou, P. X. W., Stewart, R. A., Bertone, E., Sahin, O., Buntine, C., & Marshall, C. (2019). Government championed strategies to overcome the barriers to public building energy efficiency retrofit projects. *Sustainable Cities and Society*, 44(September 2018), 56–69. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.09.022>
- Andersson, E., Karlsson, M., Thollander, P., & Paramonova, S. (2018). Energy end-use and efficiency potentials among Swedish industrial small and medium-sized enterprises – A dataset analysis from the national energy audit program. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93(May), 165–177.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.037>
- Andor, M. A., & Fels, K. M. (2018). Behavioral economics and energy conservation – A systematic review of non-price interventions and their causal effects. *Ecological Economics*, 148, 178–210. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2018.01.018>
- Ankamah-Yeboah, I., & Rehdanz, K. (2014). Explaining the variation in the value of building energy efficiency certificates: A quantitative meta-analysis. *Kiel Working Paper 1949*. <https://www.econstor.eu/handle/10419/100700>
- Annala, S., Lukkarinen, J., Primmer, E., Honkapuro, S., Ollikka, K., Sunila, K., & Ahonen, T. (2018). Regulation as an enabler of demand response in electricity markets and power systems. *Journal of Cleaner Production*, 195, 1139–1148.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.276>
- Anukoolthamchote, P. C., Assané, D., & Konan, D. E. (2020). Net electricity load profiles: Shape and variability considering customer-mix at transformers on the island of Oahu, Hawai'i. *Energy Policy*, 147, 111732.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111732>
- Apeaning, R. W., & Thollander, P. (2013). Barriers to and driving forces for industrial energy efficiency improvements in African industries - A case study of Ghana's largest industrial area. *Journal of Cleaner Production*, 53, 204–213.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.04.003>
- Arango, S., Franco, C., Olaya, Y., Naranjo, M., Alcaráz, S., & Gutiérrez, F. (2012). *Análisis de diseño de esquemas de subsidios en los servicios públicos colombianos por medio de economía experimental y simulación* (1st ed.). Universidad Nacional de Colombia (Medellín).

- Argun, I. D., Kayakutlu, G., Ozgozen, N. Y., & Daim, T. U. (2021). Models for Energy Efficiency Obligation Systems through different perspectives. *Technology in Society*, 64, 101436. <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2020.101436>
- Avancini, D. B., Rodrigues, J. J. P. C., Martins, S. G. B., Rabêlo, R. A. L., Al-Muhtadi, J., & Solic, P. (2019). Energy meters evolution in smart grids: A review. *Journal of Cleaner Production*, 217, 702–715. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.229>
- Baatz, B., Relf, G., & Nowak, S. (2018). The role of energy efficiency in a distributed energy future. *The Electricity Journal*, 31(10), 13–16. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.11.004>
- Balasubramanian, S., & Balachandra, P. (2021). Characterising Electricity Demand through Load Curve Clustering: A Case of Karnataka Electricity System in India. *Computers & Chemical Engineering*, 107316. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2021.107316>
- Balcombe, P., Rigby, D., & Azapagic, A. (2013). Motivations and barriers associated with adopting microgeneration energy technologies in the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 655–666. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.012>
- Balcombe, P., Rigby, D., & Azapagic, A. (2014). Investigating the importance of motivations and barriers related to microgeneration uptake in the UK. *Applied Energy*, 130, 403–418. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.05.047>
- Balcombe, P., Rigby, D., & Azapagic, A. (2015). Environmental impacts of microgeneration: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage. *Applied Energy*, 139, 245–259. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.11.034>
- Banco de la República de Colombia. (2019). *Tasas de captación semanales y mensuales*. <https://www.banrep.gov.co/es>
- Banco de la República de Colombia. (2020). *Banco de la República | Colombia*. Producto Interno Bruto (PIB). <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/producto-interno-bruto-pib>
- Barlas, Y. (1996). Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *System Dynamics Review*, 12(3), 183–210. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-1727\(199623\)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4)
- Basher, S. A., Masini, A., & Aflaki, S. (2015). Time series properties of the renewable energy diffusion process: Implications for energy policy design and assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1680–1692.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.028>

- Bass, F. (1969). A new product growth for model consumer durables. *Management Science*, 15(5), 215–227.
- Baur, L., & M, M. U. (2018). Diffusion of photovoltaic technology in Germany: A sustainable success or an illusion driven by guaranteed feed-in tariffs? *Energy*, 150, 289–298. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.104>
- Bedoya, L. (2017). *Efectos del desarrollo tecnológico de las baterías en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia* [Universidad Nacional de Colombia]. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/60848>
- Behm, C., Nolting, L., & Praktijnjo, A. (2020). How to model European electricity load profiles using artificial neural networks. *Applied Energy*, 277, 115564. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115564>
- Bergaentzlé, C., Clastres, C., & Khalfallah, H. (2014). Demand-side management and European environmental and energy goals: An optimal complementary approach. *Energy Policy*, 67, 858–869. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.008>
- Bergman, N., & Eyre, N. (2011). What role for microgeneration in a shift to a low carbon domestic energy sector in the UK? *Energy Efficiency*, 4(3), 335–353. <https://doi.org/10.1007/s12053-011-9107-9>
- Blaser, F. (2009). *Diagnóstico de Electrodomésticos y de Aparatos Electrónicos de Consumo*. [https://quimicos.minambiente.gov.co/images/RAEE/documentos\\_raee/8\\_EMPA-ANDI\\_Diagnostico\\_Electrodomesticos\\_y\\_Aparatos\\_Electronicos\\_de\\_Consumo.pdf](https://quimicos.minambiente.gov.co/images/RAEE/documentos_raee/8_EMPA-ANDI_Diagnostico_Electrodomesticos_y_Aparatos_Electronicos_de_Consumo.pdf)
- Bolwig, S., Bazbauers, G., Klitkou, A., Lund, P. D., Blumberga, A., Gravelins, A., & Blumberga, D. (2019). Review of modelling energy transitions pathways with application to energy system flexibility. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101(June 2018), 440–452. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.019>
- Borchers, A. M., Xiarchos, I., & Beckman, J. (2014). Determinants of wind and solar energy system adoption by U.S. farms: A multilevel modeling approach. *Energy Policy*, 69, 106–115. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.02.014>
- Boßmann, T., & Eser, E. J. (2016). Model-based assessment of demand-response measures - A comprehensive literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1637–1656. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.031>
- Breyer, C., Azzuni, A., & Breyer, C. (2018). Energy security and energy storage technologies. *Energy Procedia*, 155, 237–258.



- <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.053>
- Brown, M., & Watkins, T. (2016). *The “green premium” for environmentally certified homes: a meta-analysis and exploration*.
- Brunke, J. C., Johansson, M., & Thollander, P. (2014). Empirical investigation of barriers and drivers to the adoption of energy conservation measures, energy management practices and energy services in the Swedish iron and steel industry. *Journal of Cleaner Production*, *84*(1), 509–525. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.04.078>
- Bryant, S. T., Straker, K., & Wrigley, C. (2018). The typologies of power: Energy utility business models in an increasingly renewable sector. *Journal of Cleaner Production*, *195*, 1032–1046. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.233>
- Bugden, D., & Stedman, R. (2019). A synthetic view of acceptance and engagement with smart meters in the United States. *Energy Research and Social Science*, *47*(August 2018), 137–145. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.08.025>
- Cagno, E., & Trianni, A. (2013). Exploring drivers for energy efficiency within small- and medium-sized enterprises: First evidences from Italian manufacturing enterprises. *Applied Energy*, *104*, 276–285. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.053>
- Cagno, E., & Trianni, A. (2014). Evaluating the barriers to specific industrial energy efficiency measures: An exploratory study in small and medium-sized enterprises. *Journal of Cleaner Production*, *82*, 70–83. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.06.057>
- Cardenas, L. M., Franco, C. J., & Dyer, I. (2016). Assessing emissions–mitigation energy policy under integrated supply and demand analysis: the Colombian case. *Journal of Cleaner Production*, *112*, 3759–3773. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.08.089>
- Cardenas, L., Zapata, M., Franco, C. J., & Dyer, I. (2017). Assessing the combined effect of the diffusion of solar rooftop generation, energy conservation and efficient appliances in households. *Journal of Cleaner Production*, *162*, 491–503. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.068>
- Castaneda, M., Franco, C. J., & Dyer, I. (2017). Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *80*(65), 341–351. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.179>
- Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyer, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, *110*, 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>

- Castaneda, M., Zapata, S., Cherni, J., Aristizabal, A. J., & Dyer, I. (2020). The long-term effects of cautious feed-in tariff reductions on photovoltaic generation in the UK residential sector. *Renewable Energy*, 155, 1432–1443. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.051>
- Christoph, H., Lena, S., Berger, C., Joachim, U., Hahnel, J., & Wüstenhagen, R. (2018). Shotgun or snowball approach? Accelerating the diffusion of rooftop solar photovoltaics through peer effects and social norms. *Energy Policy*, 118(April), 596–602. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.005>
- Claudy, M. C., Michelsen, C., & O'Driscoll, A. (2011). The diffusion of microgeneration technologies – assessing the influence of perceived product characteristics on home owners' willingness to pay. *Energy Policy*, 39(3), 1459–1469. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.018>
- Claudy, M. C., Michelsen, C., O'Driscoll, A., & Mullen, M. R. (2010). Consumer awareness in the adoption of microgeneration technologies: An empirical investigation in the Republic of Ireland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 2154–2160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.028>
- Congreso de la República de Colombia. (1994a). *Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.*
- Congreso de la República de Colombia. (1994b). *Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia ener* (Issue 41, p. 64). [http://www.minminas.gov.co/documents/10180/667537/Ley\\_143\\_1994.pdf/c2cfbda4-fe12-470e-9d30-67286b9ad17e](http://www.minminas.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf/c2cfbda4-fe12-470e-9d30-67286b9ad17e)
- Congreso de la República de Colombia. (2014). *Ley 1715. Por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional* (pp. 1–26). [http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY\\_1715\\_DEL\\_13\\_DE\\_MAYO\\_DE\\_2014.pdf](http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY_1715_DEL_13_DE_MAYO_DE_2014.pdf)
- Cooremans, C., & Schöenberger, A. (2019). Energy management: a key driver of energy-efficiency investment? *Journal of Cleaner Production*, 221–231. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.04.333>
- Costello, K. W., & Hemphill, R. C. (2014). Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality? *The Electricity Journal*, 27(10), 7–26.

- <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>
- Crago, C. L., & Chernyakhovskiy, I. (2017). Are policy incentives for solar power effective? Evidence from residential installations in the Northeast. *Journal of Environmental Economics and Management*, 81, 132–151.
- <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2016.09.008>
- CREG. (2006). *Resolución 071 de 2006. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el mercado mayorista de energía.*
- <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>
- Resolución 056 de 2007, (2007).
- <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-2007-CREG056-2007#>.
- Resolución 097 de 2008, (2008).
- <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dba6c9018b37ce0525785a007a709b?OpenDocument>
- CREG. (2015). *Resolución 024 de 2015. Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones.* (p. 9).
- [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/\\$FILE/Creg024-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/$FILE/Creg024-2015.pdf)
- CREG. (2017). *Resolución 121 de 2017. Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional”.* (p. 21).
- [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341bcbfab96db80525819b006d42fa/\\$FILE/Creg121-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341bcbfab96db80525819b006d42fa/$FILE/Creg121-2017.pdf)
- CREG. (2018a). *Documento CREG 077 de 2018. Infraestructura de medición avanzada - Anexo de la circular 054 de 2018.*
- [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/\\$FILE/Circular054-2018 Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/$FILE/Circular054-2018 Anexo.pdf)
- CREG. (2018b). *Resolución 030 de 2018. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.*
- <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>
- Curtius, H. C. (2018). The adoption of building-integrated photovoltaics: barriers and facilitators. *Renewable Energy*, 126, 783–790.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.001>

- D'Agostino, D., Cuniberti, B., & Bertoldi, P. (2017). Energy consumption and efficiency technology measures in European non-residential buildings. *Energy and Buildings*, 153, 72–86. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.07.062>
- DANE. (2012). *Clasificación industrial internacional uniforme de todas las actividades económicas. Revisión 4 adaptada para Colombia*. [https://www.dane.gov.co/files/nomenclaturas/CIIU\\_Rev4ac.pdf](https://www.dane.gov.co/files/nomenclaturas/CIIU_Rev4ac.pdf)
- DANE. (2019). *Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2018. Anexos*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2018>
- DANE. (2020). *Censo nacional de población y vivienda 2018 Colombia*. Principales Resultados Viviendas, Hogares y Personas - VIHOPE-. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/censo-nacional-de-poblacion-y-vivenda-2018>
- Darby, S. (2006). The effectiveness of feedback on energy consumption. In *A Review for DEFRA of the Literature on Metering, Billing and direct Displays*. <https://www.eci.ox.ac.uk/research/energy/downloads/smart-metering-report.pdf>
- Defeuilley, C. (2019). Energy transition and the future(s) of the electricity sector. *Utilities Policy*, 57(March), 97–105. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.03.002>
- Delmas, M. A., Fischlein, M., & Asensio, O. I. (2013). Information strategies and energy conservation behavior: A meta-analysis of experimental studies from 1975 to 2012. *Energy Policy*, 61, 729–739. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.109>
- Denholm, P., Drury, E., & Margolis, R. (2009). The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results. In *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* (Issue September). <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45832.pdf>
- der Veen, R. A. C., & De Vries, L. J. (2009). The impact of microgeneration upon the Dutch balancing market. *Energy Policy*, 37(7), 2788–2797. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.015>
- Dharshing, S. (2017). Household dynamics of technology adoption: A spatial econometric analysis of residential solar photovoltaic (PV) systems in Germany. *Energy Research & Social Science*, 23, 113–124. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.10.012>
- Divshali, P. H., & Choi, B. J. (2016). Electrical market management considering power system constraints in smart distribution grids. *Energies*, 9(6), 1–30. <https://doi.org/10.3390/en9060405>

- Dong, C., Zhou, R., & Li, J. (2021). Rushing for subsidies: The impact of feed-in tariffs on solar photovoltaic capacity development in China. *Applied Energy*, *281*, 116007. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116007>
- Duan, H.-B., Zhu, L., & Fan, Y. (2014). A cross-country study on the relationship between diffusion of wind and photovoltaic solar technology. *Technological Forecasting and Social Change*, *83*, 156–169. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2013.07.005>
- Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2015). A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. *Energy*, *84*, 684–694. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.031>
- Dyner, I. (2000). Energy modelling platforms for policy and strategy support. *Journal of the Operational Research Society*, *51*(2), 136–144.
- Dyner, I., & Franco, C. J. (2004). Consumers' bounded rationality: the case of competitive energy markets. *Systems Research and Behavioral Science*, *21*(4), 373–389. <https://doi.org/10.1002/sres.644>
- Earle, R., Kahn, E. P., & Macan, E. (2009). Measuring the capacity impacts of demand response. *The Electricity Journal*, *22*(6), 47–58. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2009.05.014>
- easy. (2020a). *Bombillo Ahorrador 3U 20W E27 6500K Luz Fría Pack X4 Nex*. <https://www.easy.com.co/p/bombillo-ahorrador-3u-20w-e27-6500k-luz-fria-pack-x4-nex/>
- easy. (2020b). *Bombillo Led A60 12W E27 1050Lm Luz Fría Evergreen*. <https://www.easy.com.co/p/bombillo-led-a60-12w-e27-1050lm-luz-fria-evergreen/>
- Economidou, M., Todeschi, V., Bertoldi, P., D'Agostino, D., Zangheri, P., & Castellazzi, L. (2020). Review of 50 years of EU energy efficiency policies for buildings. *Energy and Buildings*, *225*, 110322. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110322>
- Ehrhardt-Martinez, K., Donnelly, K. A., & Laitner, J. A. (2010). *Advanced metering initiatives and residential feedback programs: a meta-review for household electricity-saving opportunities*. <https://www.aceee.org/sites/default/files/publications/researchreports/e105.pdf>
- Eid, C., Reneses Guillén, J., Frías Marín, P., & Hakvoort, R. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, *75*, 244–254. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.011>
- Enersic, & DNP. (2017). *Energy demand situation in Colombia*.

- Engelken, M., Römer, B., Drescher, M., Welppe, I. M., & Picot, A. (2016). Comparing drivers, barriers, and opportunities of business models for renewable energies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *60*, 795–809. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.163>
- Falabella. (2020). *Neveras*. <https://www.falabella.com.co/falabella-co/category/cat1040982/Neveras>
- Fischer, C. (2008). Feedback on household electricity consumption: a tool for saving energy? *Energy Efficiency*, *1*(1), 79–104. <https://doi.org/10.1007/s12053-008-9009-7>
- Fizaine, F., Voye, P., & Baumont, C. (2018). Does the literature support a high willingness to pay for green label buildings? An answer with treatment of publication bias. *Revue d'économie Politique*, *128*(5), 1013. <https://doi.org/10.3917/redp.285.1013>
- Fleiter, T., Schleich, J., & Ravivanpong, P. (2012). Adoption of energy-efficiency measures in SMEs-An empirical analysis based on energy audit data from Germany. *Energy Policy*, *51*, 863–875. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.041>
- Gao, Y., Zhou, X., Mu, Q., & Zhu, J. (2019). Evaluation on the short-term power supply capacity of an active distribution system based on multiple scenarios considering uncertainties. In *Smart Power Distribution Systems* (pp. 467–502). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812154-2.00020-1>
- Gaspar, R., Antunes, D., Faria, A., & Meiszner, A. (2017). Sufficiency before efficiency: Consumers' profiling and barriers/facilitators of energy efficient behaviours. *Journal of Cleaner Production*, *165*, 134–142. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.075>
- Gautier, A., Hoet, B., Jacqmin, J., & Driessche, S. Van. (2019). Self-consumption choice of residential PV owners under net-metering. *Energy Policy*, *128*(October 2018), 648–653. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.055>
- Geels, F. W., Schwanen, T., Sorrell, S., Jenkins, K., & Sovacool, B. K. (2018). Reducing energy demand through low carbon innovation: A sociotechnical transitions perspective and thirteen research debates. *Energy Research and Social Science*, *40*(June 2017), 23–35. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.11.003>
- Gelazanskas, L., & Gamage, K. A. A. (2014). Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. *Sustainable Cities and Society*, *11*, 22–30. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2013.11.001>
- Gellings, C. W. (1985). The concept of demand side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE*, *10*, 1468–1470.
- Genus, A. (2012). Changing the rules? Institutional innovation and the diffusion of

- microgeneration. *Technology Analysis & Strategic Management*, September 2014, 37–41. <https://doi.org/10.1080/09537325.2012.705122>
- Gielen, D., Boshell, F., Saygin, D., Bazilian, M. D., Wagner, N., & Gorini, R. (2019). The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, 24, 38–50. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>
- Gilbert, N., & Troitzsch, K. G. (2005). *Simulation for the Social Scientist* (Second). Mc Graw-Hill Education.
- Giraldo, N. R. (2018). *Evaluación de políticas para la autogestión de la electricidad en el sector comercial no regulado en Colombia : caso supermercados* [Universidad Nacional de Colombia]. <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/76195/1038412033.2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Good, N. (2019). Using behavioural economic theory in modelling of demand response. *Applied Energy*, 239, 107–116. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.158>
- Good, N., Ellis, K. A., & Mancarella, P. (2017). Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(November 2016), 57–72. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.043>
- Guidolin, M., & Mortarino, C. (2010). Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modelling choices and forecasts for national adoption patterns. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279–296. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2009.07.003>
- Gulagi, A., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2017). The demand for storage technologies in energy transition pathways towards 100% renewable energy for India. *Energy Procedia*, 135, 37–50. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.485>
- Guo, P., Li, V. O. K., & Lam, J. C. K. (2017). Smart demand response in China: Challenges and drivers. *Energy Policy*, 107, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.019>
- Gupta, P., Anand, S., & Gupta, H. (2017). Developing a roadmap to overcome barriers to energy efficiency in buildings using best worst method. *Sustainable Cities and Society*, 31, 244–259. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.02.005>
- Gutiérrez-Pedrero, M. J., Tarancón, M. Á., del Río, P., & Alcántara, V. (2018). Analysing the drivers of the intensity of electricity consumption of non-residential sectors in Europe. *Applied Energy*, 211(June 2017), 743–754. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.115>

- Hackbarth, A., & Löbbe, S. (2020). Attitudes, preferences, and intentions of German households concerning participation in peer-to-peer electricity trading. *Energy Policy*, *138*, 111238. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111238>
- Haider, H. T., See, O. H., & Elmenreich, W. (2016). A review of residential demand response of smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *59*, 166–178. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.016>
- Hamwi, M., & Lizarralde, I. (2017). A review of business models towards service-oriented electricity systems. *Procedia CIRP*, *64*, 109–114. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2017.03.032>
- Hanna, R., Leach, M., & Torriti, J. (2018). Microgeneration: The installer perspective. *Renewable Energy*, *116*(September 2012), 458–469. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.023>
- Hassan, M. T., Burek, S., & Asif, M. (2017). Barriers to industrial energy efficiency improvement - manufacturing SMEs of Pakistan. *Energy Procedia*, *113*, 135–142. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.04.040>
- Hayn, M., Bertsch, V., & Fichtner, W. (2014). Electricity load profiles in Europe: The importance of household segmentation. *Energy Research & Social Science*, *3*, 30–45. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.002>
- Hayward, J. A., & Graham, P. W. (2013). A global and local endogenous experience curve model for projecting future uptake and cost of electricity generation technologies. *Energy Economics*, *40*, 537–548. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.08.010>
- Helm, C., & Mier, M. (2019). On the efficient market diffusion of intermittent renewable energies. *Energy Economics*, *80*, 812–830. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.017>
- Herrera, B., Amell, A., Chejne, F., Cacua, K., Manrique, R., Henao, W., & Vallejo, G. (2017). Use of thermal energy and analysis of barriers to the implementation of thermal efficiency measures in cement production: Exploratory study in Colombia. *Energy*, *140*, 1047–1058. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.041>
- Hesselink, L. X. W., & Chappin, E. J. L. (2019). Adoption of energy efficient technologies by households – Barriers, policies and agent-based modelling studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *99*(July 2018), 29–41. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.031>
- Hochman, G., & Timilsina, G. R. (2017). Energy efficiency barriers in commercial and



- industrial firms in Ukraine: An empirical analysis. *Energy Economics*, 63, 22–30.  
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.01.013>
- Hohmeyer, O. H., & Bohm, S. (2015). Trends toward 100% renewable electricity supply in Germany and Europe: a paradigm shift in energy policies. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 4(1), 74–97. <https://doi.org/10.1002/wene.128>
- Homecenter. (2020a). *Aires Acondicionados*.  
<https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/category/cat10388/Aires-acondicionados>
- Homecenter. (2020b). *Lámpara Led Panel 60x60cm 48w Ilumax*.  
<https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/233841/?cid=494566&=INTERNA>
- Homecenter. (2020c). *Neveras y Nevecones*.  
<https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/category/cat10850/Neveras-y-Nevecones>
- Homecenter. (2020d). *Tubo Fluorescente T8 2784 Lúmenes 32w Luz Blanca*.  
<https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/208806/tubo-fluorescente-t8-2784-lumenes-32w-luz-blanca>
- Honsberg, C., & Bowden, S. (2014). *Calculation of Solar Insolation*. Photovoltaic Education Network. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/calculation-of-solar-insolation>
- Horbach, J., & Rammer, C. (2018). Energy transition in Germany and regional spill-overs: The diffusion of renewable energy in firms. *Energy Policy*, 121(June), 404–414.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.042>
- Hou, Q., Zhang, N., Du, E., Miao, M., Peng, F., & Kang, C. (2019). Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China. *Applied Energy*, 242, 205–215.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.067>
- Huang, Y., Tian, H., & Wang, L. (2015). Demand response for home energy management system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 73, 448–455.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.05.032>
- Hughes, J. E., & Podolefsky, M. (2015). Getting green with solar subsidies: evidence from the California solar initiative. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 2(2), 235–275. <https://doi.org/10.1086/681131>
- Huh, S.-Y., & Lee, C.-Y. (2014). Diffusion of renewable energy technologies in South

- Korea on incorporating their competitive interrelationships. *Energy Policy*, 69, 248–257. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.02.028>
- Hurtado Munoz, L. A., Huijben, J. C. C. M., Verhees, B., & Verbong, G. P. J. (2014). The power of grid parity: A discursive approach. *Technological Forecasting and Social Change*, 87, 179–190. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2013.12.012>
- Huuki, H., Karhinen, S., Kopsakangas-Savolainen, M., & Svento, R. (2020). Flexible demand and supply as enablers of variable energy integration. *Journal of Cleaner Production*, 258, 120574. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120574>
- Hyysalo, S., Johnson, M., & Juntunen, J. K. (2017). The diffusion of consumer innovation in sustainable energy technologies. *Journal of Cleaner Production*, 162, S70–S82. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.09.045>
- IDEAM, & UPME. (2019). *Atlas de radiación solar*. <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>
- IEA. (2018). *Electricity information: overview*. [https://webstore.iea.org/download/direct/2261?fileName=Electricity\\_Information\\_2018\\_Overview.pdf](https://webstore.iea.org/download/direct/2261?fileName=Electricity_Information_2018_Overview.pdf)
- IEA. (2020). *World energy investment 2020*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020>
- IRENA. (2017). REthinking Energy 2017. In *ASHRAE Journal* (Vol. 55, Issue July). [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_REthinking\\_Energy\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REthinking_Energy_2017.pdf)
- IRENA. (2018). Global energy transformation: A roadmap to 2050. In *Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050*. <http://irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050%0Awww.irena.org>
- IRENA. (2020). *RE Technology patents reports*. <http://inspire.irena.org/Pages/patents/Patents-Search.aspx>
- Islam, J., Hu, Y., Haltas, I., Balta-ozkan, N., Jr, G., & Varga, L. (2018). Reducing industrial energy demand in the UK : A review of energy efficiency technologies and energy saving potential in selected sectors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94(July), 1153–1178. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.040>
- Islam, T. (2014). Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy*, 65, 340–350. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.004>
- Iwai, N., Kurahashi, N., Kishita, Y., Yamaguchi, Y., Shimoda, Y., Fukushige, S., & Umeda, Y. (2014). Scenario analysis of regional electricity demand in the residential and

- commercial sectors - Influence of diffusion of photovoltaic systems and electric vehicles into power grids -. *Procedia CIRP*, 15, 319–324.  
<https://doi.org/10.1016/j.procir.2014.06.076>
- Jacksohn, A., Grösche, P., Rehdanz, K., & Schröder, C. (2019). Drivers of renewable technology adoption in the household sector. *Energy Economics*, 81, 216–226.  
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.04.001>
- Janda, K. (2018). Slovak electricity market and the price merit order effect of photovoltaics. *Energy Policy*, 122(August 2018), 551–562.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.021>
- Jang, D., Eom, J., Jae Park, M., & Jeung Rho, J. (2016). Variability of electricity load patterns and its effect on demand response: A critical peak pricing experiment on Korean commercial and industrial customers. *Energy Policy*, 88, 11–26.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.09.029>
- Jayaweera, N., Jayasinghe, C. L., & Weerasinghe, S. N. (2018). *Local factors affecting the spatial diffusion of residential photovoltaic adoption in Sri Lanka*. 119(April), 59–67. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.017>
- Jiang, B., Farid, A. M., & Youcef-Toumi, K. (2015). Demand side management in a day-ahead wholesale market: A comparison of industrial & social welfare approaches. *Applied Energy*, 156, 642–654. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.014>
- Jiménez, M., Cadavid, L., & Franco, C. (2014). Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia. *Dyna*, 188(81), 237–245. <https://doi.org/10.15446/dyna.v81n188.42165>
- Jimenez, M., Franco, C. J., & Dyrner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in Colombia. *Energy*, 111.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.051>
- Kangas, H. L., Lazarevic, D., & Kivimaa, P. (2018). Technical skills, disinterest and non-functional regulation: Barriers to building energy efficiency in Finland viewed by energy service companies. *Energy Policy*, 114(November 2017), 63–76.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.060>
- Karakaya, E., Hidalgo, A., & Nuur, C. (2015). Motivators for adoption of photovoltaic systems at grid parity: A case study from Southern Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 1090–1098.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.077>
- Karlin, B., Zinger, J. F., & Ford, R. (2015). The effects of feedback on energy conservation: A meta-analysis. *Psychological Bulletin*, 141(6), 1205–1227.

<https://doi.org/10.1037/a0039650>

- Kaya, İ., Çolak, M., & Terzi, F. (2019). A comprehensive review of fuzzy multi criteria decision making methodologies for energy policy making. *Energy Strategy Reviews*, 24, 207–228. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.03.003>
- Keiner, D., Ram, M., Barbosa, L. D. S. N. S., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050. *Solar Energy*, 185, 406–423. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.081>
- Khan, A. R., Mahmood, A., Safdar, A., Khan, Z. A., & Khan, N. A. (2016). Load forecasting, dynamic pricing and DSM in smart grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1311–1322. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.117>
- Konidari, P., & Mavrakakis, D. (2007). A multi-criteria evaluation method for climate change mitigation policy instruments. *Energy Policy*, 35(12), 6235–6257. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.07.007>
- Kostka, G., Moslener, U., & Andreas, J. (2013). Barriers to increasing energy efficiency: Evidence from small-and medium-sized enterprises in China. *Journal of Cleaner Production*, 57(2013), 59–68. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.06.025>
- Krajačić, G., Duić, N., Tsikalakis, A., Zoulias, M., Caralis, G., Panteri, E., & Carvalho, M. da G. (2011). Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies. *Energy Policy*, 39(3), 1410–1425. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.013>
- Kubli, M., Loock, M., & Wüstenhagen, R. (2018). The flexible prosumer: Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy Policy*, 114(August 2017), 540–548. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.044>
- Kurdgelashvili, L., Shih, C. H., Yang, F., & Garg, M. (2019). An empirical analysis of county-level residential PV adoption in California. *Technological Forecasting and Social Change*, 139(November 2018), 321–333. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2018.11.021>
- La Viña, A. G., Tan, J. M., Guanzon, T. I. M., Caleda, M. J., & Ang, L. (2017). Navigating a trilemma: Energy security, equity, and sustainability in the Philippines' low-carbon transition. *Energy Research & Social Science*, October, 0–1. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.039>
- Labandeira, X., Labeaga, J. M., Linares, P., & López-Otero, X. (2020). The impacts of energy efficiency policies: Meta-analysis. *Energy Policy*, 147(September 2019),

111790. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111790>
- Langlois-Bertrand, S., Benhaddadi, M., Jegen, M., & Pineau, P. O. (2015). Political-institutional barriers to energy efficiency. *Energy Strategy Reviews*, *8*, 30–38. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2015.08.001>
- Laws, N. D., Epps, B. P., Peterson, S. O., Laser, M. S., & Wanjiru, G. K. (2017). On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*, *185*, 627–641. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.123>
- Lazard. (2016). *Lazard's levelised cost of energy analysis (version 10.0)* (Issue December). <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf>
- Lazzeroni, P., Olivero, S., Repetto, M., Stirano, F., & Vallet, M. (2019). Optimal battery management for vehicle-to-home and vehicle-to-grid operations in a residential case study. *Energy*, *175*, 704–721. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.113>
- Leepa, C., & Unfried, M. (2013). Effects of a cut-off in feed-in tariffs on photovoltaic capacity: Evidence from Germany. *Energy Policy*, *56*, 536–542. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.018>
- Leisen, R., Steffen, B., & Weber, C. (2019). Regulatory risk and the resilience of new sustainable business models in the energy sector. *Journal of Cleaner Production*, *219*, 865–878. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.330>
- Li, H., Wang, Z., Hong, T., Parker, A., & Neukomm, M. (2021). Characterizing patterns and variability of building electric load profiles in time and frequency domains. *Applied Energy*, *291*, 116721. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116721>
- Liao, N., & He, Y. (2018). Exploring the effects of influencing factors on energy efficiency in industrial sector using cluster analysis and panel regression model. *Energy*, *158*, 782–795. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.049>
- Liu, H., Du, K., & Li, J. (2019). An improved approach to estimate direct rebound effect by incorporating energy efficiency: A revisit of China's industrial energy demand. *Energy Economics*, *80*, 720–730. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.02.012>
- Loorbach, D., & Wijsman, K. (2013). Business transition management: Exploring a new role for business in sustainability transitions. *Journal of Cleaner Production*, *45*, 20–28. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.11.002>
- Luo, X., Hong, T., Chen, Y., & Piette, M. A. (2017). Electric load shape benchmarking for small- and medium-sized commercial buildings. *Applied Energy*, *204*, 715–725. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.108>

- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings : A review. *Applied Energy*, *142*, 80–94.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>
- Malinauskaite, J., Jouhara, H., Ahmad, L., Milani, M., Montorsi, L., & Venturelli, M. (2019). Energy efficiency in industry : EU and national policies in Italy and the UK. *Energy*, *172*, 255–269. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.130>
- Manrique, R., Vásquez, D., Vallejo, G., Chejne, F., Amell, A. A., & Herrera, B. (2018). Analysis of barriers to the implementation of energy efficiency actions in the production of ceramics in Colombia. *Energy*, *143*, 575–584.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.023>
- Maribu, K. M., Firestone, R. M., Marnay, C., & Siddiqui, A. S. (2007). Distributed energy resources market diffusion model. *Energy Policy*, *35*(9), 4471–4484.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.03.005>
- Martins, J. F., Pronto, A. G., Delgado-Gomes, V., & Sanduleac, M. (2019). Smart meters and advanced metering infrastructure. In *Pathways to a Smarter Power System* (pp. 89–114). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102592-5.00004-1>
- Maticka, M. J. (2019). The SWIS DUCK – Value pricing analysis of commercial scale photovoltaic generation in the South West Interconnected System. *The Electricity Journal*, *32*(6), 57–65. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.020>
- Matisoff, D. C., & Johnson, E. P. (2017). The comparative effectiveness of residential solar incentives. *Energy Policy*, *108*, 44–54.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.032>
- Mazzeo, D. (2019). Nocturnal electric vehicle charging interacting with a residential photovoltaic-battery system: a 3E (energy, economic and environmental) analysis. *Energy*, *168*, 310–331. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.057>
- McKerracher, C., & Torriti, J. (2013). Energy consumption feedback in perspective: integrating Australian data to meta-analyses on in-home displays. *Energy Efficiency*, *6*(2), 387–405. <https://doi.org/10.1007/s12053-012-9169-3>
- Meyabadi, A. F., & Deihimi, M. H. (2017). A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *80*(March), 367–379. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207>
- Mills, B., & Schleich, J. (2012). Residential energy-efficient technology adoption, energy conservation, knowledge, and attitudes: An analysis of European countries. *Energy Policy*, *49*, 616–628. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.008>

- Mimouni, K., & Temimi, A. (2018). What drives energy efficiency? New evidence from financial crises. *Energy Policy*, 122(May), 332–348.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.057>
- MME. (2014). *Decreto 2469. Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración* (p. 3).  
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36864-Decreto-2469-02Dic2014.pdf>
- MME. (2015a). *Anexo general. Reglamento técnico de etiquetado. RETIQ*.  
[http://www.etiquetaenergetica.gov.co/wp-content/uploads/2015/09/ANEXO-RETIQ\\_Septiembre2015-pdf.pdf](http://www.etiquetaenergetica.gov.co/wp-content/uploads/2015/09/ANEXO-RETIQ_Septiembre2015-pdf.pdf)
- MME. (2015b). *Resolución 41012 de 2015. Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Etiquetado - RETIQ, con fines de Uso Racional de Energía aplicable a algunos equipos de uso final de energía eléctrica y gas combustible, para su comercialización y uso en Colombia* (p. 5).  
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36731-Resolucion-41012-18Sep2015.pdf>
- MME. (2017). *Decreto 348 de 2017. Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala*. [http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO 348 DEL 01 DE MARZO DE 2017.pdf](http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20348%20DEL%2001%20DE%20MARZO%20DE%202017.pdf)
- MME. (2018). *Resolución 40072 de 2018. Por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica*.  
[http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol\\_d9dbab376fb849659b43f8a1ca96b435](http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_d9dbab376fb849659b43f8a1ca96b435)
- MME, & UPME. (2016). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022*.  
[http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI\\_PROURE\\_2017-2022.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf)
- Morcillo, J. D., Franco, C. J., & Angulo, F. (2017). Delays in electricity market models. *Energy Strategy Reviews*, 16(February), 24–32.  
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.02.004>
- Morcillo, J. D., Franco, C. J., & Angulo, F. (2018). Simulation of demand growth scenarios in the Colombian electricity market: An integration of system dynamics and dynamic

- systems. *Applied Energy*, 216(October 2017), 504–520.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.104>
- Morley, J., Widdicks, K., & Hazas, M. (2018). Digitalisation, energy and data demand: The impact of Internet traffic on overall and peak electricity consumption. *Energy Research and Social Science*, 38(February), 128–137.  
<https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.01.018>
- Morton, C., Wilson, C., & Anable, J. (2018). The diffusion of domestic energy efficiency policies: A spatial perspective. *Energy Policy*, 114(April 2017), 77–88.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.057>
- Moura, P. S., & de Almeida, A. T. (2010). The role of demand-side management in the grid integration of wind power. *Applied Energy*, 87(8), 2581–2588.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.019>
- Mudgal, S., Lyons, L., Cohen, F., Lyons, R., & Fedrigo-Fazio, D. (2013). *Energy performance certificates in buildings and their impact on transaction prices and rents in selected EU countries* (Issue April). <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ET/TXT/HTML/?uri=CELEX:32010L0031&from=EN>
- Mutingi, M., Mbohwa, C., & Dube, P. (2017). System dynamics archetypes for capacity management of energy systems. *Energy Procedia*, 141, 199–205.  
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.038>
- Mutingi, M., Mbohwa, C., & Kommula, V. P. (2017). System dynamics approaches to energy policy modelling and simulation. *Energy Procedia*, 141, 532–539.  
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.071>
- Nadel, S. (1992). Utility Demand-Side Management Experience and Potential- A Critical Review. *Annual Review of Energy and the Environment*, 17(1), 507–535.  
<https://doi.org/10.1146/annurev.eg.17.110192.002451>
- NAHB. (2007). *Study of life expectancy of home components* (Issue February).
- OECD/IEA. (2018). *World energy outlook 2018: Executive summary*. [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- OECD. (2020). *Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe* (Vol. 19). <http://pubdocs.worldbank.org/en/657071588788309322/Global-Economic-Prospect- June-2020-Regional-Overview-LAC-SP.pdf>
- Olkkonen, L., Korjonen-Kuusipuro, K., & Grönberg, I. (2017). Redefining a stakeholder relation: Finnish energy “prosumers” as co-producers. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 24, 57–66. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2016.10.004>
- Olsthoorn, M., Schleich, J., & Faure, C. (2019). Exploring the diffusion of low-energy



- houses: An empirical study in the European Union. *Energy Policy*, 129(March), 1382–1393. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.043>
- Ornaghi, C., Costanza, E., Kittley-Davies, J., Bourikas, L., Aragon, V., & James, P. A. B. (2018). The effect of behavioural interventions on energy conservation in naturally ventilated offices. *Energy Economics*, 74, 582–591. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.07.008>
- Palm, J. (2017). Household installation of solar panels - motives and barriers in a 10-year perspective. *Not yet Published*, 113(October 2017), 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.047>
- Papachristos, G. (2018). System dynamics modelling and simulation for sociotechnical transitions research. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, September, 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2018.10.001>
- Parrish, B., Heptonstall, P., Gross, R., & Sovacool, B. K. (2020). A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response. *Energy Policy*, 138, 111221. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111221>
- Partain, L. D., & Fraas, L. M. (2010). Solar Cell Electricity Market History, Public Policy, Projected Future, and Estimated Cost. In *Solar Cells and Their Applications* (2nd ed., pp. 17–43). Wiley.
- Paterakis, N. G., Erdinç, O., & Catalão, J. P. S. (2017). An overview of Demand Response: Key-elements and international experience. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 69, pp. 871–891). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.167>
- Pereira, P., Dantas, G., Ivan, G., Câmara, L., & Castro, N. J. De. (2019). Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 103(April 2018), 30–39. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.028>
- Pillot, B., de Siqueira, S., & Dias, J. B. (2018). Grid parity analysis of distributed PV generation using Monte Carlo approach: The Brazilian case. *Renewable Energy*, 127, 974–988. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.032>
- Pina, A., Silva, C., & Ferrão, P. (2012). The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity. *Energy*, 41(1), 128–137. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.013>
- Pothitou, M., Hanna, R. F., & Chalvatzis, K. J. (2017). ICT entertainment appliances'

- impact on domestic electricity consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 843–853. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.100>
- Qudrat-ullah, H. (2015). Modelling and simulation in service of energy policy. *Energy Procedia*, 75, 2819–2825. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.558>
- Qudrat-Ullah, H. (2013). Understanding the dynamics of electricity generation capacity in Canada: A system dynamics approach. *Energy*, 59, 285–294. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.07.029>
- Raineri, R., Ríos, S., & Schiele, D. (2006). Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison. *Energy Policy*, 34(13), 1540–1555. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.11.015>
- Raineri, Ricardo, Arce, R., Ríos, S., & Salamanca, C. (2008). From a bundled energy-capacity pricing model to an energy-capacity-ancillary services pricing model. *Energy Policy*, 36(8), 2878–2886. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.006>
- Ramos, A., Gago, A., Labandeira, X., & Linares, P. (2015). The role of information for energy efficiency in the residential sector. *Energy Economics*, 52, S17–S29. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.08.022>
- Raugei, M., Hutchinson, A., & Morrey, D. (2018). Can electric vehicles significantly reduce our dependence on non-renewable energy? Scenarios of compact vehicles in the UK as a case in point. *Journal of Cleaner Production*, 201, 1043–1051. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.107>
- Razavi, S. E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105(February), 157–167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>
- REN21. (2018). *Renewables 2018 - Global Status Report*.
- REN21. (2020). *Renewables 2020 Global status report*. [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf)
- Richstein, J. C., & Hosseinioun, S. S. (2020). Industrial demand response: How network tariffs and regulation (do not) impact flexibility provision in electricity markets and reserves. *Applied Energy*, 278, 115431. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115431>
- Ríos, J. R., & Olaya, Y. (2018). A dynamic analysis of strategies for increasing energy efficiency of refrigerators in Colombia. *Energy Efficiency*, 11(3), 733–754. <https://doi.org/10.1007/s12053-017-9601-9>

- Rochlin, C. (2016). Distributed renewable resources and the utility business model. *Electricity Journal*, 29(1), 7–12. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2015.12.001>
- Rosso-Cerón, A. M., & Kafarov, V. (2015). Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 10, 103–110. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2015.08.003>
- Rouhani, O. M., Niemeier, D., Gao, H. O., & Bel, G. (2016). Cost-benefit analysis of various California renewable portfolio standard targets: Is a 33% RPS optimal? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1122–1132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.049>
- Roulot, J., & Raineri, R. (2018). The impacts of photovoltaic electricity self-consumption on value transfers between private and public stakeholders in France. *Energy Policy*, 122(August), 459–473. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.035>
- Sauter, R., & Watson, J. (2007). Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance. *Energy Policy*, 35(5), 2770–2779. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.006>
- Scarpa, R., & Willis, K. (2010). Willingness-to-pay for renewable energy: Primary and discretionary choice of British households' for micro-generation technologies. *Energy Economics*, 32(1), 129–136. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.06.004>
- Schleich, J. (2009). Barriers to energy efficiency: A comparison across the German commercial and services sector. *Ecological Economics*, 68(7), 2150–2159. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2009.02.008>
- Seok, J.-E., Kim, J., & Park, H. S. (2021). Regulatory and social dynamics of voluntary agreement adoption: The case of voluntary energy efficiency and GHG reduction agreement in South Korea. *Energy Policy*, 148, 111903. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111903>
- Sergici, S., Yang, Y., Castaner, M., & Faruqui, A. (2019). Quantifying net energy metering subsidies. *The Electricity Journal*, 32(8), 106632. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.106632>
- Shakeri, M., Shayestegan, M., Abunima, H., Reza, S. M. S., Akhtaruzzaman, M., Alamoud, A. R. M., Sopian, K., & Amin, N. (2017). An intelligent system architecture in home energy management systems (HEMS) for efficient demand response in smart grid. *Energy and Buildings*, 138, 154–164. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.12.026>
- Shao, S., Pipattanasomporn, M., & Rahman, S. (2012). Grid Integration of Electric

- Vehicles and Demand Response With Customer Choice. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 543–550. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2164949>
- Sharifi, R., Fathi, S. H., & Vahidinasab, V. (2017). A review on Demand-side tools in electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(December 2016), 565–572. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.020>
- Shi, D., Wang, L., & Wang, Z. (2019). What affects individual energy conservation behavior: Personal habits, external conditions or values? An empirical study based on a survey of college students. *Energy Policy*, 128(March 2018), 150–161. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.061>
- Sioshansi, F. (2019). Introduction. In *Consumer, Prosumer, Prosumer: How service innovations will disrupt the utility business model* (1st ed., pp. xxxix–lxii). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816835-6.09982-4>
- Sioshansi, F. P. (1995). Demand-side management. The third wave. *Energy Policy*, 23(2), 111–114. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(95\)91414-8](https://doi.org/10.1016/0301-4215(95)91414-8)
- Sioshansi, F. P. (2016). California's 'Duck Curve' Arrives Well Ahead of Schedule. *The Electricity Journal*, 29(6), 71–72. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.07.010>
- Sodimac Colombia. (2019). *¿Qué considerar para elegir un bombillo? Tipos de Bombillas y Cómo Elegirlas*. <https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/guias-de-compra/como-elegir-bombillos>
- SolarPower Europe. (2017). *Global market outlook for solar power 2017-2021*. [http://www.solarpowereurope.org/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1499969894&hash=f4c23507226495e60734bf7a4c6e4f3ac426de3c&file=fileadmin/user\\_upload/documents/GMO/GMO\\_2017-2021\\_v2.pdf](http://www.solarpowereurope.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1499969894&hash=f4c23507226495e60734bf7a4c6e4f3ac426de3c&file=fileadmin/user_upload/documents/GMO/GMO_2017-2021_v2.pdf)
- SolarPower Europe. (2018). *Global market outlook* (Issue February). <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>
- Solnørdal, M. T., & Thyholdt, S. B. (2017). Drivers for energy efficiency: An empirical analysis of Norwegian manufacturing firms. *Energy Procedia*, 142, 2802–2808. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.425>
- Sousa, J. C., Neves, L. P., & Jorge, H. M. (2012). Assessing the relevance of load profiling information in electrical load forecasting based on neural network models. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 40(1), 85–93. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.02.008>
- SSPD. (2020). *Tarifas*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Boletín

- Tarifario 2019. <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/energia/tarifas>
- Staddon, S. C., Cyclic, C., Goulden, M., Leygue, C., & Spence, A. (2016). Intervening to change behaviour and save energy in the workplace: A systematic review of available evidence. *Energy Research & Social Science*, 17, 30–51. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.03.027>
- Stede, J., Arnold, K., Duffer, C., Holtz, G., von Roon, S., & Richstein, J. C. (2020). The role of aggregators in facilitating industrial demand response: Evidence from Germany. *Energy Policy*, 147, 111893. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111893>
- Sterman, J. D. (2000). *Business Dynamics. Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. McGraw-Hill Higher Education.
- Strbac, G. (2008). Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, 36(12), 4419–4426. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030>
- SUI. (2019). *Consolidado de energía*. Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios. <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/comerciales/consolidado-energia>
- SUI. (2020). *Indicadores sobre el servicio, reportes comerciales, financieros, administrativos y técnico operativos e información sobre la cadena de valor del servicio de Energía*. Detalle de Indicadores En La Bodega de Datos. [http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI\\_COMERCIAL\\_ENERGIA/VISTA\\_FACTURACION\\_ENERGIA%23\\_public](http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL_ENERGIA/VISTA_FACTURACION_ENERGIA%23_public)
- Suneo. (2020). *Medidor Bidireccional*. Mercado Libre Colombia. [https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO-467428027-medidor-bidireccional-iskra3f2f1f-208120v-60hz-protocolos-\\_JM?matt\\_tool=45425669&matt\\_word&gclid=EAlaIQobChMI1oPP7vjS6QIVY3ICh0UjADOEAYASABEgJjyD\\_BwE&quantity=1](https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO-467428027-medidor-bidireccional-iskra3f2f1f-208120v-60hz-protocolos-_JM?matt_tool=45425669&matt_word&gclid=EAlaIQobChMI1oPP7vjS6QIVY3ICh0UjADOEAYASABEgJjyD_BwE&quantity=1)
- Thakur, J., & Chakraborty, B. (2019). Impact of compensation mechanisms for PV generation on residential consumers and shared net metering model for developing nations: A case study of India. *Journal of Cleaner Production*, 218, 696–707. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.286>
- Thollander, P., Backlund, S., Trianni, A., & Cagno, E. (2013). Beyond barriers - A case study on driving forces for improved energy efficiency in the foundry industries in Finland, France, Germany, Italy, Poland, Spain, and Sweden. *Applied Energy*, 111, 636–643. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.036>

- Timilsina, G. R., Hochman, G., & Fedets, I. (2016). Understanding energy efficiency barriers in Ukraine: Insights from a survey of commercial and industrial firms. *Energy*, *106*, 203–211. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.009>
- Torrìti, J., Hassan, M. G., & Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, *35*(4), 1575–1583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.021>
- Trianni, A., Cagno, E., & Farné, S. (2016). Barriers, drivers and decision-making process for industrial energy efficiency: A broad study among manufacturing small and medium-sized enterprises. *Applied Energy*, *162*, 1537–1551. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.078>
- Trianni, A., Cagno, E., & Farné, S. (2014). An empirical investigation of barriers, drivers and practices for energy efficiency in primary metals manufacturing SMEs. *Energy Procedia*, *61*, 1252–1255. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.1071>
- Trianni, A., Cagno, E., Thollander, P., & Backlund, S. (2013). Barriers to industrial energy efficiency in foundries: A European comparison. *Journal of Cleaner Production*, *40*, 161–176. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.08.040>
- Troitzsch, K. G. (2013). Historical Introduction. In B. Edmonds & R. Meyer (Eds.), *Simulating Social Complexity* (pp. 13–21). Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-93813-2>
- Turnheim, B., Berkhout, F., Geels, F., Hof, A., McMeekin, A., Nykvist, B., & van Vuuren, D. (2015). Evaluating sustainability transitions pathways: Bridging analytical approaches to address governance challenges. *Global Environmental Change*, *35*, 239–253. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.08.010>
- UNFCCC. (2015). Paris Agreement. In *Conference of the Parties on its twenty-first session* (Vol. 21932, Issue December). <https://doi.org/FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1>
- United Nations. (1998). *Kyoto protocol to the United Nations framework* (Vol. 7). <https://doi.org/10.1111/1467-9388.00150>
- UPME. (2013). *Determinación del potencial de reducción del consumo energético en el sector servicios en Colombia*.
- UPME. (2015a). *Estudio sobre la estructura del mercado nacional de equipos sujetos al proyecto de RETIQ, y el comportamiento del mercado frente a la inclusión del etiquetado obligatorio de parámetros de eficiencia energética*. <http://www.etiquetaenergetica.gov.co/wp-content/uploads/2015/07/estudio1.pdf>
- UPME. (2015b). *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028*

- (p. 765). [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2015/Plan\\_GT\\_2014-2028.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2015/Plan_GT_2014-2028.pdf)
- UPME. (2015c). *Resolución 281 del 2015. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala* (p. 2).  
[http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol\\_370895a6f86c4221b2c38ab92ed86360](http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_370895a6f86c4221b2c38ab92ed86360)
- UPME. (2017). *Plan de expansión de referencia generación – transmisión (2017-2031)*.  
[http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2017/Plan\\_GT\\_2017\\_2031.pdf%0A](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2017/Plan_GT_2017_2031.pdf%0A)
- UPME. (2019). *Plan energetico nacional 2020-2050*.  
<https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-2050.aspx>
- UPME, & CORPOEMA. (2014). *Determinación y priorización de alternativas de eficiencia energética para los subsectores manufactureros códigos CIIU 19 a 31 en Colombia a partir de la caracterización del consumo energético para sus diferentes procesos, usos y equipos de uso final*.  
[http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/DeterminacionEficiencia/Informe\\_Final\\_Volumen\\_2.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/DeterminacionEficiencia/Informe_Final_Volumen_2.pdf)
- van den Broek, K. L., & Walker, I. (2019). Exploring the perceptions of drivers of energy behaviour. *Energy Policy*, 129(September 2018), 1297–1305.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.033>
- van der Kam, M. J., Meelen, A. A. H., van Sark, W. G. J. H. M., & Alkemade, F. (2018). Diffusion of solar photovoltaic systems and electric vehicles among Dutch consumers: Implications for the energy transition. *Energy Research and Social Science*, 46(March), 68–85. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.06.003>
- van Doren, D., Giezen, M., Driessen, P. P. J., & Runhaar, H. A. C. (2016). Scaling-up energy conservation initiatives: Barriers and local strategies. *Sustainable Cities and Society*, 26, 227–239. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.06.009>
- Villca-pozo, M., & Gonzales-bustos, J. P. (2019). Tax incentives to modernize the energy efficiency of the housing in Spain. *Energy Policy*, 128(April 2018), 530–538.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.031>
- Viva solar Colombia. (2020). *Paquetes completos*.
- Wang, J., Yang, F., Zhang, X., & Zhou, Q. (2018). Barriers and drivers for enterprise energy efficiency: An exploratory study for industrial transfer in the Beijing-Tianjin-Hebei region. *Journal of Cleaner Production*, 200, 866–879.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.327>

- Wang, T., Li, X., Liao, P. C., & Fang, D. (2016). Building energy efficiency for public hospitals and healthcare facilities in China: Barriers and drivers. *Energy*, *103*, 588–597. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.039>
- Wang, W., Yu, N., & Johnson, R. (2017). A model for commercial adoption of photovoltaic systems in California. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, *9*(2), 025904. <https://doi.org/10.1063/1.4979899>
- Warren, P. (2014). A review of demand-side management policy in the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *29*, 941–951. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.009>
- Warren, P. (2017). Transferability of demand-side policies between countries. *Energy Policy*, *109*(April), 757–766. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.032>
- Watts, D., Valdés, M. F., Jara, D., & Watson, A. (2015). Potential residential PV development in Chile : The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *41*, 1037–1051. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.201>
- Widén, J. (2014). Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. *Applied Energy*, *126*, 199–212. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.008>
- Wiese, C., Larsen, A., & Pade, L.-L. (2018). Interaction effects of energy efficiency policies: a review. *Energy Efficiency*, *11*(8), 2137–2156. <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9659-z>
- Wirth, S. (2014). Communities matter: Institutional preconditions for community renewable energy. *Energy Policy*, *70*, 236–246. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.021>
- Wohlfarth, K., Klobasa, M., & Gutknecht, R. (2020). Demand response in the service sector – Theoretical, technical and practical potentials. *Applied Energy*, *258*, 114089. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114089>
- Wong-Parodi, G., Krishnamurti, T., Gluck, J., & Agarwal, Y. (2019). Encouraging energy conservation at work: A field study testing social norm feedback and awareness of monitoring. *Energy Policy*, *130*(July 2018), 197–205. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.028>
- World Bank. (2019). *International financial statistics and data files*. Inflation, Consumer Prices (Annual %) - Colombia. <https://data.worldbank.org/indicator/FP.CPI.TOTL.ZG?fbclid=IwAR1T3oY42xcltTyVwUb3leENPEGIfaUuFyrlgauigFt7Kgra-fCGnGZbzG4&locations=CO>



- Wu, T., Yang, S., & Tan, J. (2020). Impacts of government R&D subsidies on venture capital and renewable energy investment -- an empirical study in China. *Resources Policy*, *68*, 101715. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2020.101715>
- Xie, C., Bai, M., & Wang, X. (2018). Accessing provincial energy efficiencies in China's transport sector. *Energy Policy*, *123*(September), 525–532. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.09.032>
- Xin-gang, Z., & Yu-qiao, Z. (2021). Analysis of the effectiveness of Renewable Portfolio Standards: A perspective of shared mental model. *Journal of Cleaner Production*, *278*, 124276. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124276>
- Xm. (2017a). *Información consumo horario año 2016 por código CIU*.
- Xm. (2017b). *Portal BI - Información Inteligente*. Históricos - Demanda Comercial. <http://portalbissrs.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>
- Xm. (2019a). *Capacidad efectiva neta*. Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación y Mercado 2019. [https://informeannual.xm.com.co/demo\\_3/pages/xm/21-capacidad-efectiva-neta.html](https://informeannual.xm.com.co/demo_3/pages/xm/21-capacidad-efectiva-neta.html)
- Xm. (2019b). *Variables de la operación del SIN*. Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación y Mercado 2019. [https://informeannual.xm.com.co/demo\\_3/pages/xm/14-variables-de-la-operacion-del-sin.html](https://informeannual.xm.com.co/demo_3/pages/xm/14-variables-de-la-operacion-del-sin.html)
- Xm. (2020, February 6). En Colombia factor de emisión de CO2 por generación eléctrica del sistema interconectado: 164.38 gramos de CO2 por kilovatio hora. *Comunicados*. <https://www.xm.com.co/Paginas/detalle-noticias.aspx?identificador=2383#:~:text=En Colombia Factor de emisión,de CO2 por kilovatio hora>
- Yilmaz, S., Weber, S., & Patel, M. K. (2019). Who is sensitive to DSM? Understanding the determinants of the shape of electricity load curves and demand shifting: Socio-demographic characteristics, appliance use and attitudes. *Energy Policy*, *133*(July), 110909. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110909>
- Young, S., Bruce, A., & MacGill, I. (2019). Potential impacts of residential PV and battery storage on Australia's electricity networks under different tariffs. *Energy Policy*, *128*(December 2018), 616–627. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.005>
- Yu, H., Hong, B., Luan, W., Huang, B., & Semero, Y. K. (2018). Study on business models of distributed generation in China. *Global Energy Interconnection*, *1*(2), 162–171. <https://doi.org/10.14171/j.2096-5117.gei.2018.02.008>
- Zafar, R., Mahmood, A., Razzaq, S., Ali, W., Naeem, U., & Shehzad, K. (2018). Prosumer

based energy management and sharing in smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(April 2017), 1675–1684.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.018>

Zapata, S., Castaneda, M., Jimenez, M., Julian Aristizabal, A., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018). Long-term effects of 100% renewable generation on the Colombian power market. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 30(July), 183–191.

<https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.10.008>

Zhang, Q., & Grossmann, I. E. (2016). Enterprise-wide optimization for industrial demand side management: Fundamentals, advances, and perspectives. *Chemical Engineering Research and Design*, 116, 114–131.

<https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.10.006>

Zhang, Yan, Bai, X., Mills, F. P., & Pezzey, J. C. V. (2018). Rethinking the role of occupant behavior in building energy performance: A review. *Energy and Buildings*, 172, 279–294. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.05.017>

Zhang, Yu, Song, J., & Hamori, S. (2011). Impact of subsidy policies on diffusion of photovoltaic power generation. *Energy Policy*, 39(4), 1958–1964.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.021>

Zhang, Yurong, & Wang, Y. (2013). Barriers' and policies' analysis of China's building energy efficiency. *Energy Policy*, 62(2013), 768–773.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.128>

Zheng, S., Lam, C. M., Hsu, S. C., & Ren, J. (2018). Evaluating efficiency of energy conservation measures in energy service companies in China. *Energy Policy*, 122(August), 580–591. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.011>

Zou, H., Du, H., Brown, M. A., & Mao, G. (2017). Large-scale PV power generation in China: A grid parity and techno-economic analysis. *Energy*, 134, 256–268.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.192>