



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico**

**Laura Milena Cárdenas Ardila**

Universidad Nacional de Colombia

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

Medellín, Colombia

2015



# **Plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico**

**Laura Milena Cárdenas Ardila**

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

Línea de Investigación:

Investigación de Operaciones

Grupo de Investigación:

Grupo Sistemas e Informática

Universidad Nacional de Colombia

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

Medellín, Colombia

2015



## **Agradecimientos**

A Dios por permitirme vivir esta experiencia y aprender de ella.

A Diego y Juan Diego por ser mi fortaleza y el motivo que me impulsa cada minuto a tratar de ser mejor persona.

A mi familia porque sin ellos no estaría donde estoy en estos momentos.

A los profesores Carlos Jaime Franco, Isaac Dyner y Juan David Velásquez, por la comprensión, orientación, aportes y valiosas intervenciones que llevaron a buen término esta investigación.

Al Centro de Excelencia CEIBA por su apoyo a través de la financiación del doctorado y a Empresas Públicas de Medellín y el Centro de Investigación e Innovación en Energía por su financiación mediante el proyecto Instituciones y políticas hacia una economía baja en carbono.

A los miembros del grupo de investigación en Pensamiento Sistémico de la Universidad Autónoma de Bucaramanga por permitirme crecer como investigadora.

A todos aquellos estudiantes de maestría y doctorado, que me han acompañado en este camino y que de una u otra manera aportaron en el desarrollo de esta investigación.



## Resumen

Debido al aumento desmesurado de gases de efecto invernadero en la atmósfera, los mercados eléctricos han incluido dentro de sus objetivos la reducción de emisiones en adición a entregar de manera segura, sostenible y asequible la electricidad. La obtención de estos tres objetivos trae consigo barreras y limitaciones que requiere la aplicación de políticas para sobrellevarlas. Existen políticas tanto para la oferta como para la demanda pero su aplicación depende de las condiciones de cada mercado y es necesario evaluarlas antes de su implementación. Para ello se propuso la formulación y desarrollo de una plataforma de simulación que permita la evaluación de políticas integrada en el mercado eléctrico colombiano a través del tiempo a partir de tres criterios de evaluación: desempeño ambiental, aceptabilidad política y viabilidad de aplicación. Una política combinada de microgeneración solar en el sector residencial junto con Feed-in tariff para la generación de eólica y solar mostró resultados favorables para el mercado eléctrico colombiano, ya que permitió una reducción de emisiones sin afectar el precio de electricidad ni la seguridad de suministro del sistema.

**Palabras clave:** plataforma de simulación, mercado eléctrico colombiano, evaluación de políticas, energías renovables.

## Abstract

Due to the excessive increase of greenhouse gases in the atmosphere, the electric markets have included among their objectives, the reduction of emissions in addition to deliver electricity in a safe, sustainable and affordable way. The commitment to these three objectives brings along some barriers and limitations that require the application of policies to overcome them. There are policies both for demand and supply but their application depends on the conditions of each market and before their implementation, its necessary to evaluate them first. To do that, a simulation platform was formulated and developed in order to evaluate the integration of these policies in the Colombian electricity market over time, from three evaluation criteria: environmental performance, political acceptability and feasibility of implementation. A combined policy of solar microgeneration in the residential sector along with Feed-in tariff for wind and solar power generation, showed favorable results for the Colombian electricity market, as it allowed a reduction in emissions without affecting the electricity price nor the system's security of supply.

**Keywords:** simulation platform, Colombian electricity market, policy assessment, renewable energies.

# Contenido

<i>Introducción</i>	1
<b>1. La problemática de la mitigación de gases de efecto invernadero en los mercados eléctricos</b>	<b>5</b>
1.1 La mitigación de gases de efecto invernadero	5
1.2 El sector eléctrico como gran emisor de gases de efecto invernadero	6
1.3 Descarbonización de los mercados eléctricos	8
1.4 El mercado eléctrico colombiano	10
1.5 Instituciones y políticas en Colombia hacia la reducción de emisiones en el sector eléctrico.	12
1.6 Autogestión de electricidad	17
1.7 Conclusiones del capítulo 1	20
<b>2. Modelado de políticas para reducir emisiones en el sector eléctrico</b>	<b>23</b>
2.1 Revisión de modelos en la literatura	23
2.1.1 Modelos de optimización	27
2.1.2 Modelos de simulación	28
2.1.3 Modelos macroeconómicos	28
2.1.4 Modelos de equilibrio general computable (CGE)	28
2.2 Limitaciones en el modelado de políticas de reducción de emisiones en mercados eléctricos.	31
2.3 Selección de la metodología de simulación	33
2.4 Objetivos de esta investigación	34
2.4.1 Objetivo general	34
2.4.2 Objetivos específicos	34
2.5 Conclusiones del capítulo 2	34
<b>3. Políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico</b>	<b>37</b>
3.1 Políticas desde la oferta	37

<b>3.2 Políticas desde la demanda</b>	<b>42</b>
3.2.1 Barreras de entrada y revisión de políticas implementadas para la microgeneración	43
3.2.2 Barreras de entrada y revisión de políticas implementadas en la eficiencia energética	45
3.2.3 Barreras de entrada y revisión de políticas implementadas para la conservación de electricidad	48
<b>3.3 Conclusiones del capítulo 3</b>	<b>49</b>
<b>4. Plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.</b>	<b>52</b>
<b>4.1 Hipótesis dinámica</b>	<b>52</b>
4.1.1 Estructura causal de la oferta	55
4.1.2 Estructura causal de la demanda	56
<b>4.2 Formulación del modelo de simulación</b>	<b>58</b>
4.2.1 Módulo de capacidad instalada	61
4.2.2 Módulo de indicadores financieros	63
4.2.3 Módulo de formación del precio	65
4.2.4 Módulo demanda de electricidad	67
4.2.5 Módulo Demanda residencial	69
4.2.6 Módulo Políticas y regulaciones	75
<b>4.3 Validación del modelo</b>	<b>78</b>
4.3.1 Validación de la estructura	79
4.3.2 Validación del comportamiento	86
<b>4.4 Interfaz gráfica de la plataforma de simulación</b>	<b>89</b>
<b>4.5 Conclusiones del capítulo 4</b>	<b>96</b>
<b>5. Evaluación de políticas para la reducción de emisiones</b>	<b>98</b>
<b>5.1 Evaluación de políticas por el lado de la oferta</b>	<b>102</b>
<b>5.2 Evaluación de políticas por el lado de la demanda</b>	<b>110</b>
<b>5.3 Evaluación de políticas integradas</b>	<b>118</b>
<b>5.4 Conclusiones del capítulo 5</b>	<b>125</b>
<b>6. Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>128</b>
<b>6.1 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos</b>	<b>129</b>
6.1.1 Objetivo específico 1	129
6.1.2 Objetivo específico 2	129
6.1.3 Objetivo específico 3	130
6.1.4 Objetivo general	131
<b>6.2 Aportes específicos de esta tesis</b>	<b>132</b>
6.2.1 Aportes a la comprensión de la problemática	132

Contenido	XI
6.2.2 Aportes en la metodología de modelado de sistemas	133
6.2.3 Aportes a la evaluación de políticas de mitigación de GEI	134
<b>6.3 Recomendaciones y trabajo futuro</b>	<b>135</b>
<b>6.4 Divulgación de resultados</b>	<b>135</b>
<i>A. Anexo: Ecuaciones del Modelo</i>	<i>138</i>
<i>Bibliografía</i>	<i>221</i>

## Lista de figuras

Figura 1. Emisiones por sector en el 2010.	7
Figura 2. Metas de los nuevos sistemas energéticos.	8
Figura 3. Instituciones de la toma de decisiones en el sector eléctrico colombiano	11
Figura 4. Capacidad instalada en Colombia para finales de 2014	11
Figura 5. Estructura del mercado eléctrico colombiano	12
Figura 6. Políticas y regulaciones dirigidas a una economía baja en carbono en Colombia	13
Figura 7. Hipótesis dinámica del mercado eléctrico y políticas para la reducción de emisiones.	53
Figura 8. Estructura causal de la oferta de electricidad	56
Figura 9. Estructura causal de la demanda de electricidad.	57
Figura 10. Diagrama por módulos del modelo construido.	60
Figura 11. Módulo de capacidad instalada del modelo.	61
Figura 12. Decisiones de inversión en el modelo	62
Figura 13. Diagrama de flujos y niveles del embalse	63
Figura 14. Módulo de indicadores financieros en el modelo	64
Figura 15. Formación del precio (Demanda y oferta)	66
Figura 16. Estructura del módulo de formación del precio	67
Figura 17. Estructura del módulo Demanda de electricidad	68
Figura 18. Proceso de toma de decisiones del consumidor residencial	70
Figura 19. Despacho por mérito con internalización de costos de carbono.	76
Figura 20. Proyecciones del precio de referencia del Fuel Oil para las plantas Termobarranquilla, Temocartagena	80
Figura 21. Proyecciones del precio del carbón escenario de referencia en termoguajira, termotasajero, gecelca, termozipa y termopaipa	80
Figura 22. Proyección del precio del gas (costa)	80
Figura 23. Proyección del precio del Gas Natural (interior)	80
Figura 24. Generación de electricidad con indisponibilidad de todas las tecnologías	83
Figura 25. Precio de electricidad con indisponibilidad de todas las tecnologías.	83
Figura 26. Demanda de electricidad bajo la condición extrema de ausencia de demanda.	84
Figura 27. Generación de electricidad en ausencia de demanda de electricidad.	84
Figura 28. Precio de electricidad en ausencia de demanda de electricidad	84
Figura 29. Capacidad instalada en ausencia de demanda de electricidad	84
Figura 30. Resultados del modelo frente a sensibilidades al precio del carbono.	87
Figura 31. Resultados del modelo frente a sensibilidades al precio del feed-in tariff	88
Figura 32. Resultados del modelo frente a sensibilidades al precio de los combustibles.	89

<i>Figura 33. Pantalla de inicio de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico</i>	90
<i>Figura 34. Pantalla de introducción de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico</i>	91
<i>Figura 35. Pantalla de estructura del modelo de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico</i>	92
<i>Figura 36. Pantalla de controles de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico</i>	93
<i>Figura 37. Pantalla de escenarios de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico</i>	94
<i>Figura 38. Pantalla de resultados de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico</i>	95
<i>Figura 39. Pantalla de evaluación de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico</i>	96
<i>Figura 40. Criterios e indicadores de evaluación de políticas de mitigación de GEI</i>	99
<i>Figura 41. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario base</i>	101
<i>Figura 42. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario base</i>	102
<i>Figura 43. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de impuesto al carbono simplificado</i>	103
<i>Figura 44. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de impuesto al carbono simplificado</i>	104
<i>Figura 45. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de impuesto al carbono modificado</i>	105
<i>Figura 46. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de impuesto al carbono modificado</i>	106
<i>Figura 47. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de feed-in tariff</i>	107
<i>Figura 48. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de feed-in tariff</i>	108
<i>Figura 49. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de microgeneración</i>	111
<i>Figura 50. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de microgeneración</i>	112
<i>Figura 51. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de eficiencia energética</i>	113
<i>Figura 52. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de eficiencia energética</i>	114
<i>Figura 53. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de conservación de energía</i>	116
<i>Figura 54. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de conservación de energía</i>	117
<i>Figura 55. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario fit-micro</i>	123
<i>Figura 56. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario fit-micro</i>	124

## Lista de tablas

<i>Tabla 1. Estudios que hacen revisión de modelos energéticos que abordan desafíos del siglo XXI (Pfenninger et al. 2014)</i>	24
<i>Tabla 2. Características estructurales en los modelos bottom up y top down</i>	25
<i>Tabla 3. Resumen de los modelos abordados en la revisión de literatura de esta tesis.</i>	29
<i>Tabla 4. Características metodológicas del problema abordado en esta tesis.</i>	32
<i>Tabla 5. Criterios para la selección de la metodología</i>	33
<i>Tabla 6. Top 5 países en capacidad renovable a finales de 2013 (REN 21)</i>	37
<i>Tabla 7. Descripción de principales políticas para el impulso de energías renovables en el sector eléctrico.</i>	39
<i>Tabla 8. Aplicación de políticas por país hasta el año 2013.</i>	40
<i>Tabla 9. Políticas enfocadas a la demanda de electricidad</i>	42
<i>Tabla 10. Políticas para la microgeneración en algunos países.</i>	44
<i>Tabla 11. Barreras de la eficiencia energética y propuesta de solución</i>	46
<i>Tabla 12. Resumen de políticas de eficiencia energética en varios países</i>	46
<i>Tabla 13. Políticas para la conservación de energía</i>	48
<i>Tabla 15. Listado de parámetros utilizados en el modelo</i>	80
<i>Tabla 16. Variables endógenas y exógenas del modelo</i>	85
<i>Tabla 17. Evaluación de políticas por el lado de la oferta</i>	109
<i>Tabla 18. Evaluación de políticas por el lado de la demanda</i>	117
<i>Tabla 19. Evaluación de todas las posibles combinaciones de políticas analizadas en esta tesis</i>	121

# Introducción

En los últimos años se ha ido aumentando la presencia de los gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, lo que resulta en un aumento de la capacidad de la atmósfera para retener los rayos solares en el planeta y por consiguiente, en un aumento de la temperatura del mismo, llevando a presenciar el fenómeno del cambio climático (UNFCCC 2004a)

En la actualidad existe un 40% más de CO<sub>2</sub> en la atmósfera que existía antes de la revolución industrial teniendo un efecto en el aumento de la temperatura y por consiguiente, con grandes efectos para el medio ambiente y el hombre (DECC 2009), sin embargo de “proseguir con las emisiones de GEI con una tasa igual o superior a la actual, el calentamiento aumentaría y el sistema climático mundial experimentaría durante el siglo XXI numerosos cambios, muy probablemente mayores que los observados durante el siglo XX” (IPCC 2001). De manera que se requiere que las emisiones se reduzcan a un nivel donde la capacidad natural de la tierra pueda eliminar los gases de efecto invernadero de la atmósfera.

En el año 2012, dos sectores produjeron cerca de dos terceras partes de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>: el sector de la generación de electricidad y calor con un 42%, y el sector del transporte que representa el 23% de las emisiones (IEA 2014). De manera que son muchas las acciones que se pueden tomar en estos sectores.

En el sector eléctrico se ha evidenciado una disposición de los gobiernos hacia una “Descarbonización” de los mercados eléctricos, donde además de entregar de manera segura, sostenible y asequible la electricidad, se incluya la reducción de emisiones dentro de sus objetivos. Sin embargo, estos tres objetivos son contradictorios entre sí ya que a pesar que las energías renovables proveen electricidad baja en emisiones, éstas se caracterizan por una alta intermitencia que no permite ofrecer al sistema eléctrico seguridad de suministro y adicionalmente este tipo de energías aun no son lo suficientemente competitivas, requiriendo de subsidios que terminan siendo asumidos por los consumidores (Franco et al. 2015)

Para sobrellevar las barreras que impone el cumplimiento de estos objetivos, varios países europeos y en el resto del mundo han empezado a implementar una serie de políticas que favorezcan la reducción de emisiones sin ocasionar problemas de seguridad de suministro o de costos en sus economías. La implementación de políticas para mitigar

gases de efecto invernadero en los mercados eléctricos se ha dado tanto en países desarrollados como en países en vía de desarrollo, pero la implementación de estas políticas requiere que ésta se realice teniendo en cuenta la situación particular de cada país, ya que cada nación cuenta con una serie de condiciones, barreras y actores diferentes.

Colombia es un país con grandes potencialidades en hidroenergía, energía eólica y solar (Casparly 2009; Valencia 2009). A pesar de su gran potencial, Colombia no ha desarrollado suficientemente su potencial y la implementación de estrategias bajas en carbono para el sector eléctrico aún se encuentra en etapas iniciales, de manera que esta tesis se ha establecido Colombia como caso de aplicación.

Las herramientas predominantes en la evaluación de estrategias de reducción de emisiones de carbono son la optimización y los modelos técnico-económicos (Markandya & Halsnaes 2007). No obstante el estudio de políticas de reducción de emisiones se caracteriza por: a) gran incertidumbre (científica y económica) sobre los impactos en la temperatura y clima, b) no linealidades e irreversibilidades, c) distribución asimétrica de los impactos tanto geográficamente como temporalmente (retardos), d) un horizonte de tiempo muy largo; Adicionalmente la complejidad presente en el sistema debido a la interacción de múltiples actores que muchas veces no tienen objetivos en común dificulta la búsqueda de soluciones óptimas en esta problemática (IPCC 1996).

Se requiere entonces herramientas alternativas a estos enfoques que permitan realizar un análisis a largo plazo del sistema para poder evidenciar los efectos de las políticas, adicionalmente que tenga en cuenta la incertidumbre propia del sector eléctrico en cuanto a la variabilidad de las fuentes renovables (agua, vientos) y a la demanda, así como la incertidumbre propia de las características de la reducción de emisiones, donde no existe un solo agente ni una sola solución óptima del sistema.

El interés de esta tesis no es estudiar el comportamiento individual de los agentes que componen el sector eléctrico dada la complejidad que ello implica (existen demasiados actores en la economía de un país) sino precisamente ir más allá de lo que la literatura ha planteado y estudiar un comportamiento holístico del sector eléctrico influenciado por políticas de reducción de emisiones, por tal motivo se propone el uso de Dinámica de Sistemas para el modelado del proceso de toma de decisiones en el sector eléctrico bajo una plataforma de evaluación de estrategias de mitigación de emisiones de dióxido de carbono para el sector eléctrico colombiano. Para ello se revisarán políticas y regulaciones tendientes a la reducción de emisiones en el sector eléctrico; se construirá una plataforma de simulación y a través de ésta se evaluarán políticas de mitigación de GEI en el mercado eléctrico colombiano.

Para lograr los objetivos propuestos, este documento se desarrolla como sigue. En el Capítulo 1 se expone de forma general la problemática de la mitigación de gases de efecto invernadero en los mercados eléctricos, presentando la problemática desde una perspectiva internacional y nacional. En el Capítulo 2 se presenta una revisión de literatura de modelos que se han utilizado para el análisis o evaluación de políticas en el sector energético y/o eléctrico, identificando las principales metodologías utilizadas en este tipo de análisis. Adicionalmente se discuten las limitaciones que existen en la

literatura para abordar la evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico y se describe el proceso de selección de la metodología utilizada en el desarrollo de este trabajo doctoral. En el Capítulo 3, se presentan en detalle políticas que pueden implementarse desde la oferta y desde la demanda para la mitigación de GEI en el sector eléctrico. El Capítulo 4 muestra el proceso de modelado realizado para la construcción de la plataforma de simulación. El Capítulo 5 se presenta el proceso de evaluación de políticas de mitigación de GEI en el mercado eléctrico colombiano realizado a través de la plataforma de simulación construida. Por último, en el capítulo 6 se recapitula la discusión inicial y resumen los elementos más relevantes de esta investigación.



# 1. La problemática de la mitigación de gases de efecto invernadero en los mercados eléctricos

En este capítulo se presenta de forma general la problemática de la mitigación de gases de efecto invernadero en los mercados eléctricos, partiendo de lo que se entiende en la literatura como mitigación de gases de efecto invernadero, luego se analiza la importancia que tiene para el sector eléctrico el tomar acción frente a la mitigación de gases de efecto invernadero y cómo mercados eléctricos en todo el mundo están considerando fuertes reformas para incorporar esta nueva meta en sus objetivos. Posteriormente se analiza el mercado eléctrico colombiano y el avance institucional y en política que se ha llevado en el país en el tema de reducción de emisiones e impulso de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Finalmente, se discuten los conceptos de eficiencia energética, conservación de energía y autogeneración de electricidad.

## 1.1 La mitigación de gases de efecto invernadero

La variación climática se debe a una alteración del ciclo normal de la Tierra. Usualmente el planeta, a través de la atmósfera, deja pasar los rayos solares para que se caliente la superficie terrestre, evitar que todo se congele y hacer de este planeta un lugar habitable para todos los seres vivos, pero una fracción de estos rayos solares son devueltos al espacio como parte de su ciclo normal (Comisión Europea, 2006). La atmósfera está constituida, entre otros componentes, por unos gases conocidos como Gases de Efecto Invernadero (GEI): Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>, Metano CH<sub>4</sub>, Óxido Nitroso NO<sub>2</sub>, Hidrofluorocarbonos HFC, Perfluorocarbonos PFC y Hexafluoruro de Azufre SF<sub>6</sub>. Estos gases logran que una porción de los rayos solares se queden en el planeta Tierra, para cumplir su ciclo normal de calentamiento (UNFCCC 2004a).

Algunos de los GEI se producen naturalmente, pero muchos de ellos se pueden emitir debido a procesos industriales, es decir, a causa del hombre. En los últimos años se ha ido aumentando la presencia de estos gases, lo que resulta en un aumento de la capacidad de la atmósfera para retener los rayos solares en el planeta y por consiguiente, en un aumento de la temperatura del mismo, llevando a presenciar el fenómeno del cambio climático (UNFCCC 2002). El Grupo Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático IPCC (por sus siglas en inglés) confirma a través de su último reporte que el hombre es la principal causa del actual calentamiento climático (IPCC 2014).

En la actualidad existe un 40% más de CO<sub>2</sub> en la atmósfera del que existía antes de la revolución industrial teniendo un efecto en el aumento de la temperatura y por

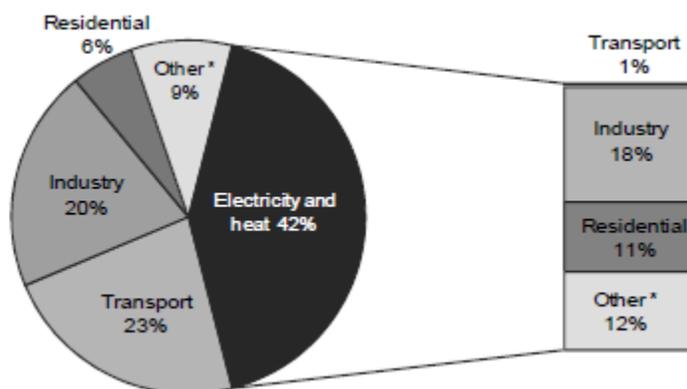
consiguiente grandes efectos para el medio ambiente y el hombre (DECC 2009), sin embargo de “proseguir con las emisiones de GEI con una tasa igual o superior a la actual, el calentamiento aumentaría y el sistema climático mundial experimentaría durante el siglo XXI numerosos cambios, muy probablemente mayores que los observados durante el siglo XX” (IPCC 2001). De manera que se requiere que las emisiones se reduzcan a un nivel donde la capacidad natural de la tierra pueda eliminar los gases de efecto invernadero de la atmósfera. Stern (2007) plantea que a largo plazo, las emisiones globales deben ser reducidas más de un 80% con respecto a las emisiones del año 2000 para lograr una estabilización del planeta.

La IPCC establece que existen varias acciones que pueden llevarse a cabo para lograr estabilizar las emisiones en el planeta. Estas acciones pueden agruparse como acciones de mitigación o como acciones de adaptación al cambio climático. Esta tesis se concentra en las acciones de mitigación, las cuales tienen por definición: “Intervención del hombre para reducir las fuentes o mejorar los gases de efecto invernadero” (IPCC 2001).

De manera que es importante establecer las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero y acordar reducir dichas emisiones, si se quiere reducir la probabilidad del aumento de la temperatura y la intensificación de la variabilidad climática.

## 1.2 El sector eléctrico como gran emisor de gases de efecto invernadero

En el último informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) se presenta la distribución de emisiones por sector, donde 2 sectores producen cerca de dos terceras partes de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en 2012: el sector de la generación de electricidad y calor con un 42%, y el sector del transporte que representa el 23% de las emisiones, como lo presenta la Figura 1 (IEA 2014).



\*Otros incluye servicios comerciales/públicos, agricultura/silvicultura, pesca, industrias de energía diferentes a las de generación de electricidad y calor, y otras emisiones no especificadas en otra parte.

Figura 1. Emisiones por sector en el 2010.  
Fuente (IEA 2014)

Las emisiones en el sector de la energía surgen del resultado de la producción, transformación, manipulación y consumo de productos energéticos. La combustión en la producción de energía ocupa un papel primordial en la emisión de gases de efecto invernadero (UNFCCC 2004b). Las emisiones de dióxido de carbono resultan de la oxidación del carbono en los combustibles, durante la combustión. En condiciones de combustión perfecta, el contenido total de carbono de los combustibles se convertiría en CO<sub>2</sub>. Sin embargo, los procesos reales de combustión no son perfectos y generan como resultado pequeñas cantidades de carbono parcialmente oxidadas y no oxidadas. La mayoría del carbono es emitido como CO<sub>2</sub> inmediatamente (UNFCCC 2004b).

Este proceso de combustión es realizado por millones de plantas de combustión en todos los países del mundo, ocasionando que la acumulación de gases en la atmósfera sea de grandes dimensiones. A pesar de las graves consecuencias para las economías, las tendencias en las emisiones parecen mostrar un panorama no muy halagador (OECD/IEA 2012):

*“La generación de electricidad y calor fueron los más grandes productores de emisiones de CO<sub>2</sub> en el mundo y fueron responsables del 42% de las emisiones mundiales en el 2010. En todo el mundo, este sector depende en gran medida del carbón, por ejemplo países como Australia, China, India, Polonia y Sudáfrica producen entre un 68% y un 94% de su electricidad a través de la combustión de carbón. Entre 2009 y 2010, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> provenientes de la generación de electricidad incrementaron en un 5.6%, destacándose los incrementos en las emisiones de carbón (4,7%) y gas (9,5%). La intensidad de las emisiones de este sector depende fuertemente de los combustibles usados para generar electricidad y de la inclusión de fuentes no emisoras tales como las energías renovables y nuclear, así como de la introducción de plantas de combustibles fósiles equipadas con captura de carbono” (OECD/IEA, 2012).*

Adicionalmente, la demanda de energía está aumentando a nivel mundial y con ella las emisiones del sector. La tendencia en el comportamiento de la demanda de energía es seguir creciendo impulsado principalmente por el crecimiento poblacional y económico.

Sin embargo, las acciones que se pueden tomar desde este sector son abundantes, estas incluyen conversión a combustibles más bajos en carbono, mejorar la eficiencia energética, el uso creciente de fuentes de generación renovable y nuclear, captura y almacenamiento de carbono y por supuesto, manejo de la demanda. Llevar a cabo acciones para reducir las emisiones en el sector eléctrico no es tarea fácil y traen consigo una serie de barreras y riesgos que requieren necesariamente la implementación de políticas (IPCC 2014).

A continuación se presenta con mayor detalle qué tipo de cambios son necesarios en los mercados eléctricos para llevar a cabo acciones de mitigación en este sector.

### 1.3 Descarbonización de los mercados eléctricos

A finales de los 80 y principios de los 90 se llevó a cabo una serie de reformas en los mercados eléctricos en pro de mayor eficiencia y transparencia, estableciendo mercados eléctricos competitivos y liberalizados (Newbery 2006).

No obstante, la problemática del cambio climático ha llevado a que se hable en la literatura de los mercados eléctricos de “Descarbonización” del sector, donde además de entregar de manera segura, sostenible y asequible la electricidad, se incluya la reducción de emisiones. Un panorama del nuevo enfoque de los mercados eléctricos es presentado en la Figura 2, planteado por el gobierno británico en miras de un sistema energético más amplio (DECC 2012).



Figura 2. Metas de los nuevos sistemas energéticos.  
Fuente (DECC,2012)

En este nuevo panorama, el gobierno de Reino Unido se ha planteado el objetivo de reducir sus emisiones para el año 2050 en un 80% con respecto a los niveles de 1990 con una participación de energías renovables del 15% para el año 2020, a la vez que se mantienen precios de electricidad asequibles para los consumidores y se satisface adecuadamente la demanda de electricidad (la cual tiene tendencias a duplicarse para el año 2050) (DECC 2012). Sin embargo, estos tres objetivos son contradictorios entre sí ya que a pesar que las energías renovables proveen electricidad baja en emisiones, éstas se caracterizan por una alta intermitencia que no permite ofrecer al sistema eléctrico seguridad de suministro y adicionalmente este tipo de energías aun no son lo suficientemente competitivas, requiriendo de subsidios que terminan siendo asumidos por los consumidores (Franco et al. 2015).

De manera que la estructura de un mercado liberalizado requiere de una reforma que permita llevar a cabo estos objetivos. El gobierno británico ha considerado en su reforma los siguientes instrumentos (Franco et al. 2015):

- 
- Mercado de carbono y un piso al precio del carbono, donde se fija un límite inferior al precio del carbono dentro del mercado de carbono presente en Europa.
  - Feed-in tariff con contratos por diferencia (FIT CfD), nueva versión a la política del Feed-in tariff, donde a los generadores se les establece unos contratos a un precio negociado, paralelamente existe un precio de referencia del mercado el cual ayudará a determinar el precio final al cual se le termina pagando la tarifa al generador renovable.
  - Mercado de capacidad, mecanismo para aumentar la capacidad instalada a través de subastas y obligaciones.
  - Estándar de emisión, donde se establece un estándar de emisión a los generadores.

Así como el gobierno británico ha tomado acción para establecer condiciones que permitan al sector eléctrico alcanzar los nuevos retos, varios países europeos y en el resto del mundo han empezado a implementar una serie de políticas que favorezcan la reducción de emisiones sin ocasionar problemas de seguridad de suministro o de costos en sus economías. Estas acciones se componen por incentivos financieros o subsidios tales como impuestos, fondos, primas, en otras, así como también de incentivos no financieros como regulaciones, estándares y prohibiciones (Vachon and Menz 2006; Dijk et al., 2003).

Economistas y organizaciones internacionales usualmente argumentan que el impuesto al carbono y las políticas de mercado son políticas eficientes en la promoción de tecnologías bajas en carbono (Ekins et al., 1996; Lin and Li 2011). Sin embargo, la evaluación de los efectos una vez implementadas estas políticas, son material de investigación y de estudio de político. (Haas et al., 2011).

Las experiencias en la implementación de estas políticas han mostrado que pueden traer efectos colaterales no deseados en el Sistema eléctrico como lo ocurrido en España, en dónde con el objetivo de incrementar su capacidad instalada de renovables, sufrió de sobreasignación de subsidios. A pesar de convertirse en un actor principal en materia de energías renovables, tuvo dificultades financieras en el sistema y en un futuro no muy lejano puede estar en riesgo de seguridad de suministro por no contar con suficientes fuentes confiables de energía (European Commission 2015; Jänicke 2012; Moreno & Martínez-Val 2011).

La implementación de políticas para mitigar gases de efecto invernadero en los mercados eléctricos se ha dado tanto en países desarrollados como en países en vía de desarrollo. Gan et al. (2007) examinó las ventajas y desventajas en Alemania, Holanda, Suecia y Estados Unidos. Berkeley (1998) concluyó que la implementación de estas políticas requiere que ésta se realice teniendo en cuenta la situación particular de cada país, ya que cada nación cuenta con una serie de condiciones, barreras y actores diferentes.

Los países en vía de desarrollo difieren significativamente de los países desarrollados, Pandey (2002) menciona que estas diferencias se caracterizan por: la existencia de grandes condiciones de inequidad y pobreza, amplias zonas no interconectadas y la existencia de múltiples barreras sociales y económicas en la inversión y difusión de nuevas tecnologías. Adicionalmente, los países en vía de desarrollo tienen mayores desafíos en mejorar el

acceso y asequibilidad a servicios de electricidad de acuerdo a diferentes niveles de ingreso (Besant-Jones 2006).

No obstante, los países en vía de desarrollo también se caracterizan por su gran potencial en tecnologías renovables. Por ejemplo, las potencialidades de Colombia en cuanto a hidroenergía, energía eólica y solar son de las más importantes en América Latina (Caspary 2009; Valencia 2009). A pesar de su gran potencial, Colombia no ha desarrollado suficientemente su potencial y la implementación de estrategias bajas en carbono para el sector eléctrico aún se encuentra en etapas iniciales. En esta tesis se escogió a Colombia como caso de aplicación, por tanto a continuación se presenta con mayor detalle la descripción del mercado eléctrico colombiano, así como sus avances en fuentes no convencionales de energía y reducción de emisiones en el sector.

## 1.4 El mercado eléctrico colombiano

La estructura del mercado eléctrico colombiano está basada en la competencia, fue creado mediante las leyes 142 y 143 de 1994 (Dyner et al., 2009). Las instituciones encargadas de tomar decisiones y del manejo del sector son presentadas en la Figura 3, en ella se establece que la dirección energética del país se lleva a través del Ministerio de Minas y Energía, quien es apoyado en las funciones de planeación por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), permitiendo la estructuración integral y unificada de la oferta y demanda. La institución encargada de la regulación de los agentes del sector (generación, transmisión, distribución y comercialización) es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Adicionalmente se cuenta con la Superintendencia de servicios públicos y domiciliarios, institución encargada de velar por el cumplimiento de los servicios energéticos del país. La operación del Sistema Interconectado Nacional Colombiano y la administración del Mercado de energía en Colombia están a cargo de XM S.A.



Figura 3. Instituciones de la toma de decisiones en el sector eléctrico colombiano

Para el año 2014, Colombia contaba con una capacidad instalada de generación de 15.478 MW con aportes de generación con fuentes hidráulicas de (69,6%), térmica carbón (4.53%), térmica gas (25.26%), eólica (0.1%) y otros (0.5%), como se presenta en la Figura 4 (UPME 2015a).

Por el lado de la demanda, en Colombia el 96% de la población cuenta con acceso a la electricidad (UPME 2015b); siendo el sector residencial el que cuenta con mayor participación en la demanda de energía eléctrica, un 40% de la demanda total de energía eléctrica del sistema (SSPD 2015).

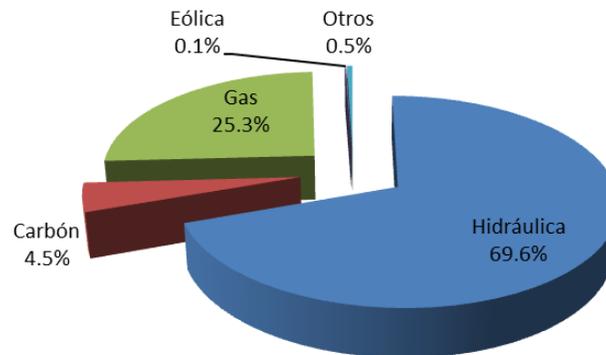


Figura 4. Capacidad instalada en Colombia para finales de 2014

La estructura del mercado es presentada en la Figura 5, y cuenta con los siguientes agentes principales: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía (CREG 2015). En la generación se realiza el proceso de producción de energía eléctrica, a través de máquinas que utilizan recursos naturales como el agua, el aire o a través de máquinas que aprovechan el poder energético de combustibles para transformarlos en energía eléctrica; en la transmisión se realiza el transporte de la energía eléctrica desde centrales de generación hasta los centros de consumo por medio de cables a alto voltaje; en la distribución se da el transporte desde el punto donde el Sistema de Transmisión Nacional la entrega hasta el punto de entrada de las instalaciones de los consumidores; y por último, en la comercialización se establecen las actividades de compra de grandes cantidades de energía a los productores para luego venderla a los usuarios finales.

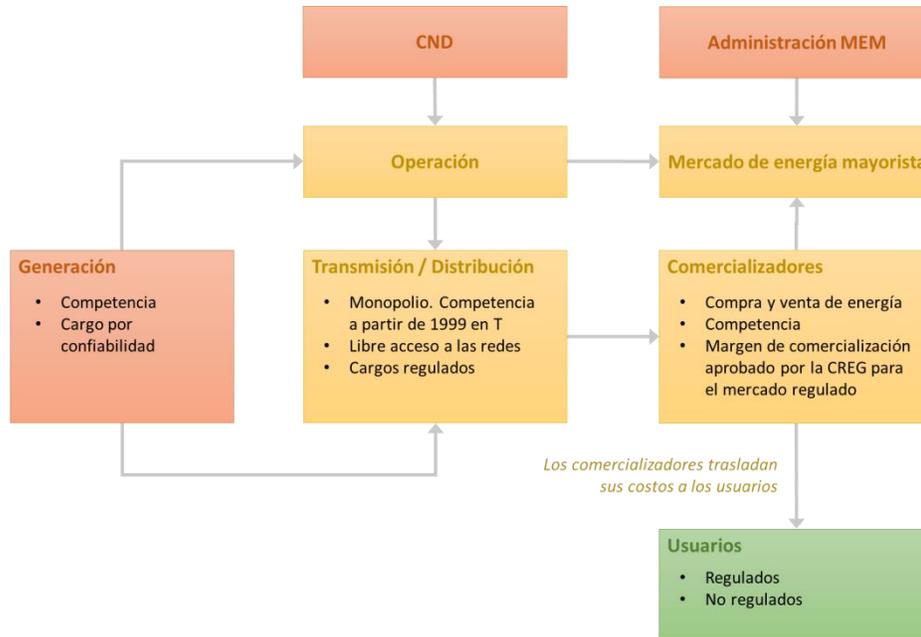


Figura 5. Estructura del mercado eléctrico colombiano  
Fuente: Tomado de (CREG 2013)

## 1.5 Instituciones y políticas en Colombia hacia la reducción de emisiones en el sector eléctrico.

En la figura 6 se presenta el camino institucional de Colombia en materia de reducción de emisiones. La institucionalidad colombiana en ese sentido es muy precaria, si bien los primeros pasos hacia fuentes no convencionales de energía (FNCE) se dieron en el año 1984 donde se da la división de FNCE del Ministerio de Minas y Energía, siendo ésta la institución encargada de evaluar y promover las FNCE en el país, aunque con mayor énfasis en las zonas no interconectadas.

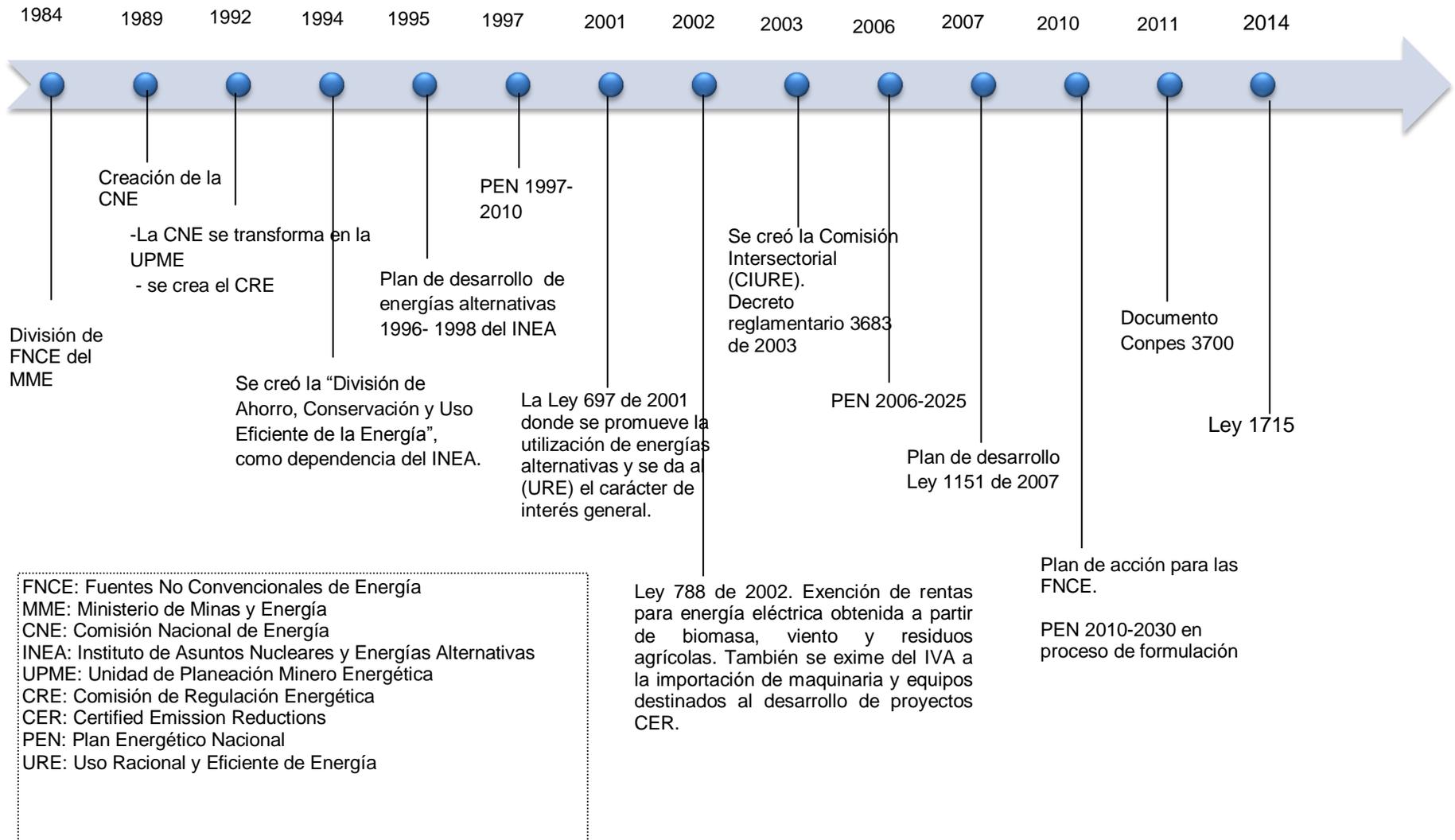


Figura 6. Políticas y regulaciones dirigidas a una economía baja en carbono en Colombia. Fuente: elaboración propia



En 1989 se da un paso mayor a través de la creación Comisión Nacional de Energía (CNE) quien tiene como funciones: “efectuar, contratar o promover la realización de estudios para establecer la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales y adoptar la política respectiva”; y en relación con el subsector de energía eléctrica, “aprobar los programas de generación eléctrica no convencional” y “coordinar los programas de generación eléctrica en áreas no interconectadas(CORPOEMA 2010).

Sin embargo en 1992 debido a las transformaciones que se estaban dando en el Estado, la CNE se transformó en la UPME y se creó la Comisión de Regulación Energética (CRE) a través del decreto 2118, esta última encargada de regular el sector eléctrico colombiano que para esos años se encontraba en un proceso de liberalización del mercado.

Si bien con el decreto 2119 de 1992 se crea el Instituto de asuntos nucleares y energías alternativas (INEA) como encargado de fomentar el uso racional de energía en el país, es en 1994 cuando se crea una dependencia del INEA denominada División de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía estableciendo una institución dedicada al uso eficiente de energía en el país.

En 1995 el INEA publicó una recopilación de proyectos bajo el nombre de “Plan de desarrollo de energías alternativas 1996-1998” y en 1997 se publica el Plan energético nacional 1997-2010 de autosuficiencia energética sostenible. En dicho plan, con respecto a energías alternativas se dice que existen nichos de mercados para calentamiento de agua con energía solar, para electrificación descentralizada con pequeñas hidroeléctricas, gasificación de maderas con tecnología solar y eólica en Zonas No Interconectadas (ZNI); y que en zonas aisladas es viable el uso de energías alternativas. También se habla de la necesidad de un marco institucional y regulatorio adecuado sustentado en instrumentos como los subsidios pero aún no se plantea una formulación de política energética en el país para dicho frente.

Sólo hasta el año 2001 con la promulgación de la ley 697 se promovió la utilización de energías alternativas en el país y se da al (URE) el carácter de interés general (Prias 2010). A través de dicha ley se avanzó en la formulación de un marco conceptual para las FNCE y se las definió como: “...aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente”. En esta misma ley se le asignó al MME la responsabilidad de “promover, organizar, asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiencia de la energía”

En la ley 697 se designa al Gobierno Nacional como el ente encargado de definir incentivos, sin embargo su alcance se queda simplemente a modo de enunciación y no se establecen metas claras e instrumentos para lograrlo.

Con la ley 788 de 2002 se avanzó a través de la formulación de mecanismos explícitos como lo son: Exención de rentas para energía eléctrica obtenida a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas. También se exime del IVA a la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos CER.

En el año 2003 se expidió el Decreto reglamentario 3683 de 2003 y con éste se creó la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE) integrada por los ministerios de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo territorial (MAVDT), el Departamento Nacional de Planeación (DNP), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Colciencias y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no interconectadas (IPSE).

Para el 2006 se presentó un nuevo plan energético nacional 2006-2025 donde se hizo mención de posibles barreras para el desarrollo eólico y geotérmico en el país dejando en el vacío el planteamiento de estas tecnologías en el sector eléctrico. También señaló algunos indicios para fortalecer las instituciones frente a las FNCE pero nuevamente se quedó en una formulación y no se avanzó en la especificación de políticas y mecanismos concretos

Posteriormente se expidió el Plan de desarrollo Ley 1151 de 2007, donde nuevamente pasan desapercibido las FNCE y propuestas claras ante las mismas. Si bien se hizo mención sobre la promoción de proyectos pilotos de generación de eléctrica soportados en fuentes de energías alternativas, quedó simplemente en la mención sin ninguna pauta hacia la acción.

Para el año 2010, se considera el tema de cambio climático con mayor seriedad en el país y se retoma el papel de las FNCE en el desarrollo del mismo, por ello se formuló un nuevo plan energético nacional esta vez 2010-2030 donde las fuentes alternativas de energía son tenidas en cuenta en la matriz energética, sin embargo en cuanto a políticas claras se quedaron nuevamente en enunciados. En ese mismo año también surgió un Plan de acción para las FNCE, esta vez son el tema central del documento, se establecieron metas tanto para el sistema interconectado como las zonas no interconectadas del país, también se establecieron objetivos, no obstante no se fijaron los instrumentos que llevaron a lograr las metas establecidas.

En el año 2011 se expidió el documento CONPES 3700 el cual tiene como objetivo general “Facilitar y fomentar la formulación e implementación de las políticas, planes, programas, incentivos, proyectos y metodologías en materia de cambio climático, logrando la inclusión de las variables climáticas como determinantes para el diseño y planificación de los proyectos de desarrollo, mediante la configuración de un esquema de articulación intersectorial. Este esquema deberá permear el actual modelo de desarrollo social y económico de manera transversal a todos los niveles y en todas las instituciones. Adicionalmente, deberá permear los más altos niveles de toma de decisiones en cada uno de los sectores y comunidades”, como lo plantea el CONPES es necesario mitigar las causas y adaptarse a los efectos del cambio climático en el país pero también reconoce que en Colombia no se ha logrado entender dicha problemática como un tema de desarrollo económico y social, y por tanto no se ha logrado integrar en todos los sectores de la economía (CONPES 3700 2011).

Debido a la necesidad de potenciar las FNCE con mayor énfasis en el estado colombiano se creó la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la República de Colombia 2014), en la cual se

reguló la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

Dentro esta ley se definieron varios conceptos importantes para el estudio de esta tesis. Estos son:

- a. “**Autogeneración:** es aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la CREG para tal fin.”
- b. “**Autogeneración a gran escala:** cuya potencia máxima supera el límite establecido por la UPME.”
- c. “**Autogeneración a pequeña escala:** cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la UPME.”

En esta ley se proponen 3 mecanismos para la generación de electricidad con FNCE y la eficiencia energética: 1) Promoción de la autogestión y la generación distribuida; 2) Sustitución de generación con diésel en las ZNI y 3) un fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE).

En cuanto al tema de incentivos, la ley 1715 propone los siguientes: reducción al impuesto a la renta, exclusión de IVA en equipos, exención de derechos arancelarios y depreciación acelerada de los activos.

En la Ley 1715 se propone la definición de autogeneración, ahora bien, en el trabajo de maestría titulada “Políticas para la autogestión de electricidad en el sector residencial urbano de Colombia”, la cual está enmarcada en esta tesis, se hace una propuesta hacia la autogestión de electricidad. En la siguiente sección se presenta con mayor detalle este concepto ya que son definiciones importantes para el desarrollo y comprensión de esta tesis.

## 1.6 Autogestión de electricidad

Cuando se analiza la problemática de mitigación de gases de efecto invernadero por el lado de la demanda, se hace necesaria una participación más activa de la demanda, sin embargo esta participación no depende exclusivamente de incentivos o señales del mercado, es necesario tener en cuenta costumbres, creencias, hábitos y deseos de los consumidores finales. Por tanto, se asume el término autogestión de electricidad para expresar la capacidad del usuario final de tomar decisiones autónomas en la gestión su consumo eléctrico (Zapata 2015). Dentro de esta tesis se han definido tres técnicas para la reducción del consumo de electricidad: microgeneración, eficiencia energética y conservación de electricidad. A continuación se presenta cada una de ellas.

### Microgeneración eléctrica

La microgeneración se define como la producción autónoma de electricidad o calor a nivel de construcciones individuales o pequeñas comunidades (Keirstead 2007; Watson et al. 2008; Bergman & Eyre 2011; Praetorius et al. 2012b), a partir de fuentes renovables o de cogeneración y con una capacidad neta de generación definida para el Reino Unido menor a los 50 kW (Keirstead 2007; Bergman & Eyre 2011).

Existen varias tecnologías para la microgeneración: aerogeneradores, celdas fotovoltaicas, calderas de biomasa, etc. Entre las tecnologías mencionadas, las celdas fotovoltaicas harán parte del análisis realizado en esta tesis y por tanto se presenta una pequeña descripción de la tecnología.

La generación fotovoltaica (FV) de energía se hace a partir del uso de paneles solares por medio del efecto fotovoltaico, en el cual se produce corriente eléctrica directa a través de la radiación solar, es decir, los paneles se encargan de convertir la energía proveniente del sol en energía eléctrica. Dicho proceso de generación se da básicamente en dos pasos; el primer paso corresponde a la absorción de la luz que genera los pares electrón-hueco. Segundo, los pares electrón-hueco son separados por la estructura electrónica de la celda solar: los electrones van a la terminal negativa y los huecos a la positiva, generando corriente eléctrica o fotocorriente (Zapata 2015).

La generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos tiene como ventajas su tecnología modular compuesta por sistemas expandibles (generadores fotovoltaicos constituidos por un arreglo en serie-paralelo de paneles solares), una vida útil prolongada (los fabricantes garantizan vida útil de al menos 20 años), un sistema de operación silencioso y libre de emisiones de gases de efecto invernadero durante su operación (Zapata 2015).

### **Eficiencia energética:**

Desde hace varios años se ha usado el término de eficiencia energética (Sorrell et al. 2011; Oikonomou et al. 2009). Algunas de sus definiciones son:

1. Se refiere a la adopción de una determinada tecnología que reduce el consumo total de energía sin necesidad de cambiar el comportamiento (Gyberg & Palm 2009; Oikonomou et al. 2009),
2. Es la reducción de la energía final consumida, mientras se logra el máximo de energía posible en servicios (la eficiencia energética no se logra sólo con un cambio de tecnología sino también por la forma en la se usa) (Lopes et al. 2012; Daim et al. 2013).
3. Es definida típicamente como los servicios de energía proporcionados por unidad de energía (Gillingham et al. 2009), algo es más eficiente si presta más servicios por la misma cantidad de energía consumida o el mismo servicio por una menor cantidad de energía (IEA 2013).

Como parte del estudio que abarca esta tesis, se considera a la eficiencia como la adopción de una determinada tecnología que reduce el consumo total de energía, es decir una

sustitución de equipos que implican mejoras en el desempeño y ahorros en el consumo, sin representar un cambio en el estilo de vida de los consumidores (Gyberg & Palm 2009).

Un alto porcentaje del consumo de energía en los hogares está asociado con el uso de electrodomésticos (Wijaya & Tezuka 2013). En Colombia, en el sector residencial el consumo de energía eléctrica es de 30% por el uso de diferentes aparatos eléctricos tales como: lavadora, televisor, computador, equipo de sonido, nevera, entre otros (Zapata 2015).

Es necesario diferenciar entre la reducción del consumo de energía que permite la eficiencia y la reducción obtenida por los hábitos de conservación. La conservación puede o no ser asociada a un incremento en la eficiencia definida como una reducción en la cantidad total de energía consumida, dependiendo de cómo cambian los servicios de energía (Gillingham et al. 2009). Veamos qué se conoce como conservación de energía.

### **Conservación de energía eléctrica:**

Una de las maneras para reducir los problemas causados por el incremento en los niveles de uso de energía proveniente de fuentes fósiles, es a través del cambio en el comportamiento de los consumidores finales frente al uso de la energía (Steg 2008). Mejorar los hábitos de consumo mediante la reducción del uso de servicios de energía hace que los consumidores finales aporten principalmente a la conservación del medio ambiente (Zapata 2015).

La conservación de la energía es una técnica que permite disminuir el consumo de energía [e implica un cambio en el comportamiento de los consumidores (Oikonomou et al. 2009)]. La conservación se refiere a los cambios en el comportamiento del consumidor que reducen la cantidad de electricidad que se consume, usando la tecnología que ya están en el lugar (Mallinson 2013). Los ejemplos incluyen apagar las luces y desconectar los aparatos mientras no estén en uso, ajustar los termostatos en el verano, y el cambio de los procesos de negocio en una oficina (Mallinson 2013). Este comportamiento conservacionista y los estilos de vida del consumidor están estrechamente relacionados con el concepto de uso racional de la energía (Oikonomou et al. 2009).

Este concepto de uso racional de la energía tiene dos vertientes: la primera corresponde a una mirada económica en la que se ve a los individuos como racionales en la búsqueda de optimización de los recursos (Sanstad & Howarth 1994) y por tanto el uso de la energía debe ser optimizado de acuerdo con la función de utilidad; y la segunda, discierne respecto a la racional de los individuos en su comportamiento; y por tanto en las decisiones que toman, pues los individuos poseen limitaciones de tiempo e información dentro del proceso de toma de decisiones (Sanstad & Howarth 1994).

El concepto de conservación implica un aspecto más moral de la conducta en lugar de uno estrictamente económico (Oikonomou et al. 2009), por lo que la definición de uso racional de la energía queda corta, ya que se requiere un esfuerzo desde el lado de los usuarios finales para conservar energía, asociado con un estilo de vida ahorrativo que

incluye una forma de regulación o de cambios espontáneos en las preferencias de los consumidores que resultan en cambios de comportamiento (Oikonomou et al. 2009).

Dentro de los muchos factores que influyen a los consumidores residenciales para conservar energía, se encuentran: (1) necesidades individuales de ser consciente de las posibles formas de reducir su consumo de energía, (2) la necesidad de estar motivados hacia la conservación y (3) la disponibilidad de adoptar el comportamiento de conservación de energía.

En la literatura ha sido ampliamente reconocido que efectuar la conservación de energía en el hogar puede ser difícil, debido a que el nivel de consumo puede variar de acuerdo con el comportamiento de los hogares (Kua & Wong 2012). Pero, la conservación de la electricidad es generalmente menos costosa que la generación, pues cuesta menos evitar el uso de un kWh de electricidad de lo que cuesta producir un kWh adicional de electricidad (Mallinson 2013).

## 1.7 Conclusiones del capítulo 1

La problemática del aumento de los GEI en la atmósfera en los últimos años tiene como principal actor al hombre, y la tendencia de aumento que ha tomado en los últimos años puede llevar a problemáticas mayores en todos los países. Por tanto es necesario que se reduzcan estas emisiones a un nivel donde la capacidad natural de la tierra pueda eliminar estos gases de la atmósfera, a través de la identificación y mitigación de las principales fuentes de emisión.

El sector de la generación de electricidad y calor, junto con el sector del transporte produjeron dos terceras partes de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en 2012, de manera que es importante tomar acción en estos sectores. Las acciones que se pueden tomar desde este sector son abundantes, estas incluyen conversión a combustibles más bajos en carbón, mejorar la eficiencia energética, el uso creciente de fuentes de generación renovable y nuclear, captura y almacenamiento de carbono y por supuesto, manejo de la demanda. Llevar a cabo acciones para reducir las emisiones en el sector eléctrico no es tarea fácil y traen consigo una serie de barreras y riesgos que requieren necesariamente la implementación de políticas.

Los mercados eléctricos a nivel mundial están buscando maneras de “descarbonizar” sus mercados para permitir además de entregar de manera segura, sostenible y asequible la electricidad, la reducción de emisiones. Para ello se requiere diferentes tipos de políticas tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda. Las experiencias en la implementación de estas políticas han mostrado que éstas pueden traer efectos colaterales no deseados en los sistemas eléctricos, por tanto la implementación de estas políticas requiere de estudios cuidadosos que permitan tener un análisis sistémico del mercado, bajo estos nuevos entornos y de acuerdo a las características y circunstancias de cada mercado y país.

Los países en vía de desarrollo se caracterizan por situaciones complejas de pobreza e inequidad pero también se caracterizan por su gran potencial en recursos renovables. Por

ejemplo, las potencialidades de Colombia en cuanto a hidroenergía, energía eólica y solar son de las más importantes en América Latina. A pesar de su gran potencial, Colombia no ha desarrollado suficientemente su potencial y la implementación de estrategias bajas en carbono para el sector eléctrico aún se encuentra en etapas iniciales. Los principales hallazgos están empezando a darse a través de la Ley 1715 que reconoce la importancia del desarrollo de otras fuentes de energía en el país así como el impulso de la participación de la demanda en el sector.

Dadas las características de esta problemática, se requieren entonces de herramientas que permitan analizar a largo plazo el sistema para poder evidenciar los efectos de estas nuevas políticas, adicionalmente que tengan en cuenta la incertidumbre propia del sector eléctrico en cuanto a la variabilidad de las fuentes renovables y a la demanda, así como la incertidumbre propia de las características de la reducción de emisiones, donde no existe un solo agente ni una sola solución óptima del sistema. A continuación se presenta el capítulo 2 de esta tesis, donde se describen las diferentes maneras como se han modelado las políticas de mitigación de GEI en los mercados eléctricos.



## **2. Modelado de políticas para reducir emisiones en el sector eléctrico**

En este capítulo se presenta una revisión de literatura de modelos que se han utilizado para el análisis o evaluación de políticas en el sector energético y/o eléctrico, identificando las principales metodologías utilizadas en este tipo de análisis. Posteriormente se discuten las limitaciones que existen en la literatura para abordar la evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico y se describe el proceso de selección de la metodología utilizada en el desarrollo de este trabajo doctoral, por último se mencionan los objetivos con los que se abordó la investigación.

### **2.1 Revisión de modelos en la literatura**

El modelado de políticas en el sector eléctrico se ha venido realizando desde años atrás y su función no siempre ha sido la inclusión, implementación y evaluación de políticas en cuanto a reducción de gases de efecto invernadero, como lo pretende hacer este estudio. El modelado de políticas ocurre en modelos de mediano y largo plazo donde puedan revisarse los efectos de las mismas. En los años 70s el modelado de políticas relacionadas con el clima se dirigía a tratar de buscar un mundo post-petróleo puesto que se preveía un futuro donde este recurso escasearía y debía optarse por medidas que se inclinaban hacia carbón y nuclear, y las tecnologías renovables apenas empezaban a nombrarse (Manne et al. 1979).

Sin embargo, conforme la política climática se iba transformando y los intereses de cada uno de los países en cuestiones de energía se iban modificando, así también iba cambiando su rumbo el modelado de política climática en energía.

Los estudios existentes en la literatura sobre modelos que involucren políticas climáticas en el sector eléctrico son abundantes, algunos autores hacen intentos por recoger la investigación que se ha dado a la temática y hacen revisiones específicas de estos estudios, destacándose el estudio del IPCC (Connolly et al. 2010; Huntington & Weyant 2002; Wei et al. 2014; IPCC 1996; Nakata 2004; Nordhaus 2011; Zhang & Folmer 1998).

(Pfenninger et al. 2014) presenta una revisión de estudios que hacen una exploración exhaustiva de modelos en energía que abordan los nuevos desafíos energéticos del siglo XXI: seguridad, asequibilidad y preocupaciones ambientales como cambio climático y sostenibilidad global. La tabla presenta los estudios que hacen revisión de modelos,

organizada por la referencia bibliográfica, el área de interés y el alcance (No. de publicaciones).

Tabla 1. Estudios que hacen revisión de modelos energéticos que abordan desafíos del siglo XXI (Pfenninger et al. 2014)

Referencia	Área de interés	Alcance
(Jebaraj & Iniyar 2006)	Modelos de energía	252 publicaciones
(Bazmi & Zahedi 2011)	Modelos de optimización para el sector eléctrico	277 publicaciones
(Ventosa et al. 2005)	Modelos de mercados eléctricos	36 modelos
(Foley et al. 2010)	Modelos de sistemas eléctricos	7 modelos
(Hiremath et al. 2007)	Planeación energética descentralizada	74 modelos
(Sensu et al. 2007)	Modelos basados en agentes de mercados eléctricos	14 grupos de modelos
(Mst & Keles 2010)	Modelos estocásticos de mercados eléctricos	20 modelos
(Connolly et al. 2010)	Modelos para la integración de renovables	37 modelos

La revisión de estos autores se caracteriza por un grupo de modelos clásicos del sector energético/eléctrico que son ajustados para incorporar variables climáticas tales como emisiones o costo de carbono (Huntington & Weyant 2002).

Estos modelos, usualmente se han clasificado en estudios "bottom-up" y "top-down" y se ha extendido esta clasificación, con la inclusión de los modelos híbridos (modelos con un enfoque mixto: bottom-up y top-down) y los modelos de evaluación integrada del cambio climático (IAMs: integrated assessment models of climate change) (Després et al. 2014). Los modelos de evaluación integrada son modelos que combinan aspectos científicos del cambio climático con aspectos socio económicos (Kolstad & Kelly 1998). Los IAMs tienen especial énfasis en el modelado del clima, por tal razón no son revisados en profundidad en esta tesis.

Los modelos top-down analizan comportamientos agregados basados en índices de precios y elasticidades económicas. Estos modelos comienzan principalmente como modelos macroeconómicos que tratan de capturar el impacto económico de una política climática, los cuales toman la forma de impuesto al carbono y en otras ocasiones (más bien pocas) en forma de permisos, esto debido a la dificultad de evaluar otros tipos de instrumentos de política. Los modelos bottom-up por otro lado, se concentran en el análisis detallado del potencial técnico (Pfenninger et al. 2014), a través de la integración de costos tecnológicos y datos de desempeño (IPCC 1996).

Sin embargo cada modelo tiene su propio propósito y de acuerdo con éste puede responder a ciertas preguntas en el análisis de políticas de reducción de emisiones. Dependiendo de su propósito los modelos pueden clasificarse en: modelos para predecir el futuro, modelos para explorar el futuro y modelos para evaluar la viabilidad de futuros

alternativos. En los primeros, el modelador debe producir un caso base de predicción que presenta la “mejor proyección” del futuro más probable, para ello requiere una representación endógena del comportamiento económico y patrones generales de crecimiento. Este tipo de ejercicios intenta extrapolar la interacción de tendencias históricas hacia el futuro con el menor número de parámetros exógenos. La mayoría de modelos macroeconómicos econométricos de corto plazo adoptan este enfoque (IPCC 1996).

Para el largo plazo la situación es diferente y debe utilizarse un enfoque diferente debido a la dificultad de extrapolar tendencias en el largo plazo, así que surgen los modelos para explorar el futuro en vez de predecirlo. Para ello se realiza el análisis por escenarios, el cual involucra la construcción de diferentes visiones del futuro basadas en diferentes valores de los principales supuestos del modelo (ej.: progreso tecnológico, crecimiento poblacional y crecimiento económico). En este tipo de modelos usualmente se crea un escenario base (de no intervención) y se contrasta con casos alternativos que involucran políticas de cambio climático, tales como impuesto al carbono o regulaciones para eficiencia energética.

El IPCC también establece 4 dimensiones para los modelos de energía que manejan políticas de mitigación al cambio climático, estas dimensiones son: grado de endogenización, grado de descripción de los componentes de la economía, grado de descripción del uso final de la energía y grado de descripción de las tecnologías de la oferta de energía.

Los estudios bottom up o top down pueden manejar en cierto grado cada una de estas características, la Tabla 2 ilustra en qué característica es más fuerte cada uno de los enfoques.

Tabla 2. Características estructurales en los modelos bottom up y top down

Característica estructural	Primeros modelos		Modelos recientes	
	Top-Down	Bottom-up	Top-Down	Bottom-up
1. Endogenización del comportamiento	Alta	Baja	Alta	Incrementando
2. Detalle en sectores no energéticos	Alta	Baja	Alta	Incrementando
3. Detalle en el uso final de la energía	Baja	Alta	Incrementando	Alta
4. Detalle en las tecnologías de oferta de energía	Baja	Alta	Incrementando	Alta
5. Orientación predictiva	Alta	Baja	Decreciendo	Incrementando

Fuente: Tomado de (IPCC, 1996)

Desde cada uno de los enfoques se intentan hacer mejoras a lo que su por naturaleza es débil la aproximación metodológica: los modelos bottom-up muestran cómo cambios en

la eficiencia energética, combustibles, equipos de control de emisiones e infraestructura pueden influenciar los usos de la energía y sus impactos ambientales (Morris et al. 2002). Estos modelos usualmente son modelos de equilibrio parcial que se enfocan en la optimización de los costos del sector energético o de un sector específico, pero omitiendo las relaciones entre estos sectores y la economía. Adicionalmente el enfoque de equilibrio parcial puede oscurecer realimentaciones importantes en la economía que pueden ser capturados mejor con un enfoque de total equilibrio, así que los modelos bottom-up terminan ignorando estas realimentaciones, lo cual lleva a evaluar inapropiadamente políticas y tecnologías (Murphy et al. 2007).

Por otro lado, los modelos top-down estiman relaciones agregadas entre los costos relativos y la participación en el mercado de energía y otras variables económicas, y las relaciona con otros sectores y con la economía en su totalidad en un marco de equilibrio. Sin embargo carecen de detalle tecnológico y por tanto los modelos top-down se enfocan en la simulación de políticas de carácter financiero dejando a un lado las políticas que involucran desarrollo tecnológico o el cual es manejado de manera exógena, bajo este enfoque solo es posible analizar medidas como impuestos, subsidios y regulaciones (Murphy et al. 2007).

Se necesitan esfuerzos para que los modelos evalúen realmente la combinación de políticas que existen para la reducción de emisiones en un rango de lo macro económico a la especificación tecnológica. Un avance en este sentido es dado por los modelos híbridos que combinan características de los dos enfoques (Pfenninger et al. 2014), el modelo SAGE es un ejemplo de este tipo de modelos que combina el modelo MARKAL e introduce un grado de comportamiento realista en el proceso de adquisición de tecnología y su relación con la economía como un todo (Loulou et al. 2004). Desde el lado de los modelos top down se ha tratado de incluir el detalle tecnológico.

El modelo CIMS trata de combinar las fortalezas de los dos enfoques, concentrándose en tres características específicas que ha identificado en la literatura como debilidades: detalle tecnológico, realismo en el comportamiento de las variables y la habilidad de capturar las realimentaciones en el sistema. La aproximación dada por este modelo tiene resultados satisfactorios para las dos primeras características y tiene dificultades para capturar la realimentación debido a la naturaleza iterativa de este tipo de modelo (modelo de equilibrio). CIMS busca una solución equilibrio en la primera iteración entre la oferta de energía y la demanda de energía, y luego entre estos componentes y el módulo macroeconómico. Los cambios en la demanda de energía pueden resultar en cambios en la oferta y como consecuencia ajustes en los precios, lo cual vuelve y afecta la demanda de energía dificultando llegar a una solución en equilibrio (Jaccard et al. 2003).

La dinámica de sistemas ofrece una aproximación metodológica a través del estudio macro económico, pero sin dejar a un lado la realimentación propia entre los componentes del sistema. Fiddaman (1998) propone un modelo de simulación con Dinámica de Sistemas denominado FREE, que intenta capturar estas realimentaciones para acercarse a un modelado más real de la economía sin embargo su enfoque en el sector energético es restringido dejando de lado el modelado de las tecnologías basadas en combustibles fósiles y el análisis de políticas se queda en el análisis de un impuesto de

carbono. El autor reconoce sus limitaciones y propone como trabajo futuro la creación de un simulador de políticas que permita la toma de decisiones explorando la dinámica e incertidumbre estructural de políticas de reducción de emisiones.

Los modelos de evaluación integrada del cambio climático (IAMs) acoplan un modelo económico a modelos climáticos y ecológicos (Hidalgo González 2005). Estos modelos tienen principal énfasis en el modelado del clima, por tal razón no fueron estudiados en esta tesis ya que están por fuera del objeto de estudio de la misma.

En la literatura también se reporta otra forma de clasificar estos modelos y es a través de su enfoque de modelado: optimización, simulación, econométricos macroeconómicos, de equilibrio general computable (CGE), entre otros (IPCC 1996; Markandya & Halsnaes 2007; Springer 2003; Zhang & Folmer 1998). Sin embargo, la literatura aun no es clara frente a los ejemplos de modelos en cada una de las clasificaciones (Nakata 2004), es más, algunos autores se atreven a incluir a algunos modelos en varias clasificaciones (Després et al. 2014). A continuación se describe cada una de las diferentes clasificaciones y se mencionan los modelos más característicos de cada una de ellas. La explicación detallada de cada uno de los modelos podrá encontrarla en la Tabla 6.

### 2.1.1 Modelos de optimización

Los modelos de optimización o modelos de equilibrio parcial identifican la configuración de mínimo costo de los sistemas energéticos que satisfaga una demanda exógena. Estos modelos se caracterizan por estar orientados a la tecnología, en donde se minimizan los costos totales del sistema energético, incluyendo todos los sectores finales (Markandya & Halsnaes 2007). En la resolución se asumen típicamente condiciones de competencia perfecta (O’Ryan 2008).

Este tipo de modelos es especialmente útil cuando deben analizarse diversas opciones tecnológicas y se conocen los costos asociados a cada una. Sin embargo, los supuestos que se hacen para la minimización de costos pueden ser inapropiados para representar la evolución de los sistemas en el mundo real (O’Ryan, 2008). La falta de interacciones entre el precio y la demanda es particularmente problemática en estos modelos ya que es posible que se den cambios en los precios causados por los límites de emisión de CO<sub>2</sub> (Zhang & Folmer 1998). Dentro de esta categoría se encuentran los modelos: MARKAL el cual ha sido ampliamente usado, desarrollado por el Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), de la International Energy Agency (IEA); RICE: Desarrollado en la Universidad de Yale, este modelo visualiza el cambio climático dentro del marco de trabajo de la teoría de crecimiento económico; EFOM: Modelo de optimización de la dinámica nacional (emplea programación lineal), que representa los sectores de producción y consumo de energía en cada Estado. (UC Berkeley 2013; Springer 2003).

### **2.1.2 Modelos de simulación**

Usualmente son modelos bottom-up que incluyen representación detallada de las tecnologías tanto de la demanda como de la oferta, sin embargo se asumen en muchos casos una demanda y desarrollo tecnológico exógeno, vinculadas a pronósticos econométricos (Markandya & Halsnaes 2007; Nakata 2004). Este tipo de modelos simula el comportamiento de consumidores y productores bajo distintos tipos de señales (precios, niveles de ingreso) y restricciones. En esta categoría de modelos, los precios y cantidades se ajustan endógenamente utilizando cálculos iterativos para encontrar los precios de equilibrio (O’Ryan, 2008). En este tipo de modelos es más fácil incluir factores no monetarios que en los modelos de optimización. Sin embargo, las relaciones de comportamiento pueden ser controversiales y difíciles de parametrizar. Los modelos más comunes de esta clasificación son: LEAP: Herramienta de software ampliamente usada para el análisis de políticas de energía y evaluación de cambio climático, desarrollada en el Stockholm Environment Institute; POLES: Modelo de predicción global de la oferta, la demanda y los precios de la energía, que simula la oferta y demanda de energía para 32 países y 18 regiones del mundo; AIM: Desarrollado por el National Institute of Environmental Studies (NIES) de Japón; ENPEP: Desarrollado en el Argonne National Laboratory, incorpora la dinámica de los procesos de mercado relacionados con la energía a través de una representación del balanceo de oferta y demanda de energía.

### **2.1.3 Modelos macroeconómicos**

Este tipo de modelos pertenecen a la categoría de modelos Top-down. Modelos de este tipo son neo-keynesianos en espíritu ya que la demanda final se mantiene como el principal determinante de la economía. En los modelos macroeconómicos, los mecanismos de equilibrio trabajan a través de ajustes cuantitativos en vez de ajustes en el precio como ocurre en los modelos CGE (Zhang & Folmer, 1998).

A diferencia de los modelos de equilibrio general, los modelos macroeconómicos toman en cuenta la política monetaria, permiten una competencia imperfecta y desempleo (Springer, 2003). En general se cree que los modelos macroeconómicos están más cercanos a la realidad que los CGE porque un número de ecuaciones interrelacionadas son determinadas por el enfoque econométrico tradicional, el cual depende en gran medida en series de datos confiables por periodos de tiempo muy largos. Por tanto estos modelos son capaces de capturar los impactos transicionales de choques exógenos como por ejemplo la introducción de impuesto al carbono, de manera que estos modelos se consideran como instrumentos persuasivos en la toma de decisiones (Zhang & Folmer, 1998). Dentro de esta categoría se destaca el modelo HERMES Harmonized European Research for Macrosectoral and Energy Systems perteneciente a la Comunidad Europea.

### **2.1.4 Modelos de equilibrio general computable (CGE)**

Los modelos de equilibrio general son modelos multisectoriales que incorporan mecanismos de mercado en la asignación de recursos. Su modelación se desarrolla a través de una estructura Neo-Clásica, la que permite describir el comportamiento de los

agentes. Difieren de los modelos de equilibrio parcial ya que consideran las interacciones de todos los sectores de la economía lo que permite analizar los efectos directos e indirectos.

De hecho, desde un punto de vista teórico, los modelos CGE son preferibles a los modelos macroeconómicos, porque los modelos CGE se basan en fundamentos microeconómicos sólidos. En los modelos de equilibrio general computable, el comportamiento de los agentes económicos se modela explícitamente y se basa en los principios de optimización microeconómica, mientras que los modelos macroeconómicos prestan menos atención a la teoría económica y más atención a los datos de las series de tiempo (Zhang & Folmer 1998).

Estos modelos también tienen ciertas limitaciones para decisiones políticas en la práctica, por ejemplo la falta de validación empírica. La mayoría de estos modelos son calibrados en vez de ser econométricamente estimados. Otra limitación de estos modelos es el supuesto de competencia perfecta, lo cual no representa el mundo real, donde en muchos casos existen las fallas del mercado, tales como monopolios y competencia imperfecta. Algunos ejemplos son: GREEN: Desarrollado por la Secretaría de la OECD, para evaluar el impacto económico de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> usando diferentes y variados instrumentos económicos; G-Cubed: Utilizado para estudiar variedad de políticas en las áreas de regulación ambiental, reforma tributaria, políticas monetarias y fiscales, y comercio internacional; EPPA: Modelo de equilibrio general de la economía global, construido sobre el conjunto de datos GTAP y datos adicionales de emisiones de efecto invernadero; GEM-E3: Modelo de equilibrio general multi-sectorial y multi-nacional. Incluye una representación detallada de la oferta de energía, su consumo, y las emisiones contaminantes generadas por las emisiones, entre otros (Springer, 2003).

La Tabla 3 presenta un resumen de los modelos característicos de cada una de las clasificaciones. En la tabla se presenta para cada uno de los modelos: la sigla, el nombre, el enfoque de modelado (ya sea si es de optimización, simulación, macroeconómico o CGE), su clasificación de acuerdo a la vinculación con la economía (Top-Down, Bottom-up, híbrido o IAM), su horizonte de tiempo y su respectiva referencia.

Tabla 3. Resumen de los modelos abordados en la revisión de literatura de esta tesis.

Sigla	Nombre modelo	Enfoque de modelado	Clasificación	Horizonte de tiempo	Referencia
AIM	Asian-Pacific Integrated Model	Simulación	IAM	Largo	(Morita, T.. M. Kaihuma. H. Harasawa, K. Kai 1994)
EPPA	Emissions Projections and Policy Analysis Model	CGE	Top-down	Largo	(Babiker et al. 2001)
G-CUBED	Global General Equilibrium Growth Model	Macroeconómico	Top-down	Largo	(McKibbin & Wilcoxon 1998)

<b>GEM-E3</b>	General Equilibrium Model for Energy, Economy, and Environment Interactions	CGE	Top-down	Medio	(Capros et al. 1995)
<b>GREEN</b>	General Equilibrium Environmental Model for assessing the economic impacts of limiting carbon emissions	CGE	Top-down	Largo	(Zhang 1998)
<b>MERGE</b>	Model for Evaluating Regional and Global Effects of GHG Reductions Policies	Optimización	IAM	Largo	(Manne et al. 1995)
<b>POLES</b>	Prospective Outlook on Long-Term Energy Systems-Global Emissions Control Strategies	Simulación	Bottom-up	Medio	(Criqui 1996)
<b>RICE</b>	Regional Integrated Climate and Economy Model	Optimización	IAM	Largo	(Yang & Nordhaus 2006)
<b>SGM</b>	Second Generation Model	CGE	Top-down	Largo	(Edmonds et al. 1992)
<b>Hermes</b>	Harmonized European Research for Macrosectoral and Energy Systems	Macroeconómico	Top-down		(Capros & Karadeloglou 1992)
<b>Markal</b>	Market Allocation	Optimización	Bottom-up	Medio	(Strachan et al. 2009)
<b>Leap</b>	Long-Range Energy Alternative Planning	Simulación	Bottom-up	Medio	(Stockholm Environment Institute 2002)
<b>Efom</b>	Energy Flow Optimization Model	Optimización	Bottom-up		(Van der Voort 1982)
<b>ENPEP</b>	Energy and Power Evaluation Program	Simulación	Bottom-up	Medio	(Buehring et al. 1991)

Fuente: Elaboración propia a partir de (Berkeley, 1998; Kolstad & Kelly, 1998; Toshihiko Nakata, 2004)

ZhongXiang Zhang & Folmer (1998) después de una revisión de cada uno de las anteriores clasificaciones concluyen que cada una de las categorías puede tener una fortaleza dependiendo del objetivo del modelo, por ejemplo si se trata de soluciones tecnológicas para los problemas de emisiones, los modelos de optimización dinámica son bastante útiles. Los modelos de equilibrio son apropiados para asuntos de largo plazo, no obstante son alejados de la realidad a la hora de analizar mercados ya que suponen competencia perfecta y también tienen limitaciones a la hora de capturar la realimentación en el sistema. Por último, los modelos de simulación pueden ayudar a analizar comportamientos del sistema y de los agentes en el tiempo en situaciones de complejidad.

Para una mayor comprensión sobre qué tipo de modelado puede ser el más indicado para la evaluación de estrategias de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, a continuación se plantean las limitaciones encontradas en la literatura frente al tema y se plantean las características que delimitan la problemática abordada en esta tesis.

## **2.2 Limitaciones en el modelado de políticas de reducción de emisiones en mercados eléctricos.**

La manera cómo los gobiernos han abordado en la práctica la mitigación de gases de efecto invernadero es a través de la formulación de estrategias, las cuales se componen de diferentes instrumentos de política y regulaciones. Dichas estrategias se formulan hacia sectores específicos, donde el sector energético y en especial la industria del sector eléctrico han tenido gran atención y se desarrollan varias políticas hacia dicho sector. Estas políticas son implementadas en conjunto y el efecto que cada una de ellas pueda tener sobre variables importantes como la demanda y el desarrollo de nuevas tecnologías es importante y diferente a si solo se aplicase determinada política.

El modelado de políticas de cambio climático así como del sector eléctrico es abundante y se basa en la importancia que tiene el modelado para tratar de representar y entender el funcionamiento de los sistemas (Borshchev & Filippov 2004).

Los modelos revisados en la literatura del grupo de modelos energéticos adaptados para evaluar políticas y regulaciones abordan el análisis de un instrumento sobre el sector (Markandya & Halsnaes 2007) y han tenido dificultades para implementar políticas que vayan más allá del impuesto al carbono o comercio de emisiones. Obteniendo un análisis limitado del verdadero alcance que tengan las estrategias de mitigación de emisiones de carbono.

En este entorno se observa que las herramientas predominantes en la evaluación de estrategias de reducción de emisiones de carbono son la optimización y los modelos técnico-económicos (Markandya & Halsnaes 2007). No obstante el estudio de políticas de reducción de emisiones se caracteriza por: a) gran incertidumbre (científica y económica) sobre los impactos en la temperatura y clima, b) no linealidades e irreversibilidades, c) distribución asimétrica de los impactos tanto geográficamente como temporalmente

(retardos), d) un horizonte de tiempo muy largo; Adicionalmente, la complejidad presente en el sistema debido a la interacción de múltiples actores, que muchas veces no tienen objetivos en común, dificulta la búsqueda de soluciones óptimas en esta problemática (IPCC, 1996).

Se requiere entonces de herramientas alternativas a estos enfoques que permitan realizar un análisis a largo plazo del sistema para poder evidenciar los efectos de las políticas, adicionalmente que tenga en cuenta la incertidumbre propia del sector eléctrico en cuanto a la variabilidad de las fuentes renovables (agua, vientos) y a la demanda, así como la incertidumbre propia de las características de la reducción de emisiones, donde no existe un solo agente ni una sola solución óptima del sistema. Adicionalmente, la reducción de emisiones en el sector eléctrico impone otras características tales como no linealidades entre las variables y grandes retardos entre la aplicación de políticas y los efectos en el sistema. Lo anterior propone que el estudio de políticas dentro del sector eléctrico debe concentrarse en el análisis del comportamiento del sistema, y no en la búsqueda de óptimos.

Una síntesis de las características metodológicas que aborda la problemática de esta tesis se presenta en la Tabla 4, expuesta a continuación.

Tabla 4. Características metodológicas del problema abordado en esta tesis.

<b>Requerimiento en la herramienta</b>	<b>Justificación</b>
<b>Realimentación</b>	Tanto en el sector eléctrico como en las políticas de reducción de emisiones se hace necesario que exista realimentación en la información de los diferentes agentes que componen el sistema. Así mismo se requiere realimentación las políticas a evaluar y los efectos que éstas tienen en el sector eléctrico.
<b>Retardos y percepción</b>	La toma de decisiones en el sector eléctrico frente a las políticas a evaluar se ofrece con retardos, adicionalmente de los retardos característicos en el sector eléctrico.
<b>Representación comportamiento agregado</b>	Las políticas a evaluar afectan el comportamiento promedio de los componentes del sector eléctrico.
<b>Capacidad explicativa</b>	La plataforma a construir debe permitir un entendimiento de los comportamientos y resultados obtenidos en el sector eléctrico dada la aplicación de determinadas políticas y regulaciones
<b>Representación proceso de toma de decisiones dinámicas en complejidad dinámica</b>	En el sector eléctrico se debe tener en cuenta componentes tales como la demanda de electricidad, la oferta de electricidad, el desarrollo tecnológico y para esta investigación la evaluación de políticas. Cada uno de estos componentes con características propias y diferentes que generan gran complejidad en su interacción.

Fuente: Adaptado de (Parra 2010)

El estudio que se pretende realizar en este trabajo doctoral debe enfocarse en el entendimiento de la dinámica alrededor del sector eléctrico en el tiempo y los efectos en el sector con la incorporación de varias políticas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, por tanto se hace necesario el uso de la simulación, la cual juega un

papel crucial en el estudio de sistemas complejos y en el entendimiento de cómo estos sistemas funcionan, y cómo éstos pueden ser controlados eficientemente.

## 2.3 Selección de la metodología de simulación

Dentro de la revisión de las metodologías de simulación tanto el modelamiento basado en agentes como la dinámica de sistemas ofrecen opciones para lidiar con la realimentación, la complejidad dinámica y la racionalidad limitada presentes en el sistema que se quiere abordar en esta investigación, sin embargo en cuanto a la característica del nivel de agregación, la simulación basada en agentes propone un estudio de los individuos que lleven a comprensiones globales del sistema, por otro lado la dinámica de sistemas ofrece un marco metodológico que facilita la evaluación de políticas y estrategias (Dyner, 2000). El interés de esta tesis no es estudiar el comportamiento individual de los agentes que componen el sector eléctrico dada la complejidad que ello implica (existen demasiados actores en la economía de un país) sino precisamente ir más allá de lo que la literatura ha planteado y estudiar un comportamiento holístico del sector eléctrico influenciado por políticas de reducción de emisiones, por tal motivo se propone el uso de Dinámica de Sistemas para el modelado del proceso de toma de decisiones en el sector eléctrico bajo una plataforma de evaluación de estrategias de mitigación de emisiones de dióxido de carbono.

La plataforma que se propone en este proyecto es coherente con la definición planteada en (Dyner, 2000) donde se hace alusión a una estructura genérica modular, adaptable y transportable, capaz de soportar el proceso de análisis de sistemas para la intervención de un sistema energético particular. Para el caso de esta tesis, estaría delimitado por una estructura genérica para el análisis de políticas de reducción de emisiones tanto de la demanda como de la oferta de mercados eléctricos liberalizados.

La Tabla 5 presenta una comparación metodológica entre simulación basada en agentes y dinámica de sistemas, en donde se concluye que de acuerdo a las características de la problemática abordada en esta tesis, la dinámica de sistemas ofrece un enfoque adecuado para el estudio de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico.

Tabla 5. Criterios para la selección de la metodología

Criterio	Simulación basada en agentes	Dinámica de sistemas
<b>Racionalidad limitada</b>	Sí	Permite representar las reglas de decisión promedio que gobiernan el proceso de toma de decisiones
<b>Complejidad dinámica</b>	Sí	Permite definir relaciones de carácter no lineal entre variables del sistema
<b>Nivel de agregación</b>	Individual, desagregado	Permite modelar comportamientos promedios de grupos con gran número de individuos.
<b>Capacidad explicativa</b>	Presenta opacidad explicativa.	Alta, a partir del comportamiento del sistema. Desde

micro estructuras a nivel de individuo que generan comportamientos emergentes que pueden ser difíciles de explicar.

Fuente: Adaptado de (Parra 2010)

A continuación se presentan los objetivos que guiaron el desarrollo de esta investigación.

## 2.4 Objetivos de esta investigación

### 2.4.1 Objetivo general

Proponer una plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en la industria de la electricidad, que comprenda tanto la demanda como la oferta.

### 2.4.2 Objetivos específicos

- Identificar y sintetizar políticas y regulaciones tendientes a la reducción de emisiones en el sector eléctrico tanto desde la demanda como desde la oferta.
- Construir una plataforma de simulación para la evaluación de políticas, la cual integre el mercado, la oferta y demanda del sector eléctrico.
- Evaluar la plataforma de políticas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a través de su aplicación en el caso colombiano.

## 2.5 Conclusiones del capítulo 2

El modelado de políticas en el sector eléctrico se ha venido realizando desde años atrás y su función no siempre ha sido la inclusión, implementación y evaluación de políticas en cuanto a reducción de gases de efecto invernadero. La literatura revisada presenta que los modelos utilizados para la evaluación de políticas de mitigación se caracterizan por ser un grupo de modelos clásicos del sector energético/eléctrico que son ajustados para incorporar variables climáticas tales como emisiones o costo de carbono.

Estos modelos, usualmente se han clasificado en estudios “bottom-up” y “top-down” y se ha extendido esta clasificación, con la inclusión de los modelos híbridos (modelos con un enfoque mixto: bottom-up y top-down) y los modelos de evaluación integrada del cambio climático (IAMs: integrated assessment models of climate change).

Desde cada uno de los enfoques se intentan hacer mejoras a lo que por naturaleza es débil en la aproximación metodológica. Sin embargo, cada grupo de modelos tiene falencias en

su desarrollo: los modelos bottom-up usualmente son modelos de equilibrio parcial que se enfocan en la optimización de los costos del sector energético o de un sector específico, pero omitiendo las relaciones entre estos sectores y la economía. Adicionalmente, el enfoque de equilibrio parcial oscurece realimentaciones importantes en la economía que pueden ser capturadas mejor con un enfoque de equilibrio total, así que los modelos bottom-up terminan ignorando estas realimentaciones, lo cual lleva a evaluar inapropiadamente políticas y tecnología.

Por otro lado, los modelos top-down estiman relaciones agregadas entre los costos relativos y la participación en el mercado de energía y otras variables económicas, y las relaciona con otros sectores y con la economía en su totalidad en un marco de equilibrio. Sin embargo, carecen de detalle tecnológico y por tanto los modelos top-down se enfocan en la simulación de políticas de carácter financiero dejando a un lado las políticas que involucran desarrollo tecnológico, el cual es manejado de manera exógena, bajo este enfoque solo es posible analizar medidas como impuestos, subsidios y regulaciones.

Cada una de las categorías de modelos puede tener una fortaleza dependiendo del objetivo del modelo, por ejemplo si se trata de soluciones tecnológicas para los problemas de emisiones, los modelos de optimización dinámica son bastante útiles. Los modelos de equilibrio son apropiados para asuntos de largo plazo, no obstante son alejados de la realidad a la hora de analizar mercados ya que suponen competencia perfecta y también tienen limitaciones a la hora de capturar la realimentación en el sistema. Por último, los modelos de simulación pueden ayudar a analizar comportamientos del sistema y de los agentes en el tiempo, en situaciones de complejidad.

Dadas las condiciones de los mercados eléctricos y de las políticas de mitigación, se requiere entonces de herramientas que permitan analizar a largo plazo el sistema para poder evidenciar los efectos de las políticas, adicionalmente que tenga en cuenta la incertidumbre propia del sector eléctrico en cuanto a la variabilidad de las fuentes renovables (agua, vientos) y a la demanda, así como la incertidumbre propia de las características de la reducción de emisiones, donde no existe un solo agente ni una sola solución óptima del sistema. Adicionalmente, la reducción de emisiones en el sector eléctrico impone otras características tales como no linealidades entre las variables y grandes retardos entre la aplicación de políticas y los efectos en el sistema. Lo anterior propone que el estudio de políticas dentro del sector eléctrico debe concentrarse en el análisis del comportamiento del sistema, y no en la búsqueda de óptimos.

El interés de esta tesis no es estudiar el comportamiento individual de los agentes que componen el sector eléctrico dada la complejidad que ello implica (existen demasiados actores en la economía de un país) sino precisamente ir más allá de lo que la literatura ha planteado y estudiar un comportamiento holístico del sector eléctrico influenciado por políticas de reducción de emisiones, por tal motivo se propone el uso de Dinámica de Sistemas para el modelamiento del proceso de toma de en el sector eléctrico bajo una plataforma de evaluación de estrategias de mitigación de emisiones de dióxido de carbono.

A continuación se presenta en el capítulo 3 una revisión de políticas de mitigación tanto por el lado de la oferta como de la demanda en el sector eléctrico.



## 3. Políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico

Existen varias alternativas para regular las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico, algunas son mutuamente excluyentes mientras que otras pueden ser complementarias. Adicionalmente, las reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector pueden darse por cambio en la demanda o en la oferta (Palmer & Burtraw 2007). En la siguiente sección se presentan en detalle políticas que pueden implementarse desde la oferta para luego presentarse las políticas de mitigación por el lado de la demanda.

### 3.1 Políticas desde la oferta

Las políticas desde la oferta están, en su mayoría, enfocadas al desarrollo y uso de tecnologías bajas en carbono en la generación de electricidad. Dentro de este tipo de políticas se encuentran desde cambios en la sustitución de combustibles hasta la implementación de tecnologías a partir de energías renovables. En la implementación de energías renovables todavía existen obstáculos debido a los altos costos de capital frente a los costos que tienen las tecnologías convencionales. Según Stern (2007), las curvas de aprendizaje en estas tecnologías muestran progresos importantes en reducción de costos y se prevé que ellas pueden ser competitivas en un futuro no lejano al punto de bloquear las tecnologías existentes.

Las energías renovables están estrechamente relacionadas con la reducción de emisiones puesto que ofrecen servicios energéticos de manera sostenible, de allí la importancia en el establecimiento de políticas para el impulso de estas tecnologías en el mundo (IPCC 2012).

Para principios de 2014, la aplicación de políticas para el apoyo de renovables tanto a nivel nacional como estatal se ha dado en 138 países, llevando a que la capacidad instalada de estas tecnologías aumente considerablemente en los últimos años (REN21 2014). En la Tabla 6 se presenta el top 5 de países en capacidad instalada renovable, en ella se presentan los países con mayor capacidad renovable (sin incluir hidráulica) para finales del 2013, en capacidad instalada solar PV y en capacidad instalada eólica.

Tabla 6. Top 5 países en capacidad renovable a finales de 2013 (REN 21,2014)

	1	2	3	4	5
Energía renovable (sin	China	USA	Alemania	España/I	India

hidráulica)	talia				
Solar PV	Alemania	China	Italia	Japón	USA
Eólica	China	USA	Alemania	España	India

Existe gran variedad de políticas para el impulso de energías renovables en electricidad, sin embargo la política más usada es el Feed-in tariff (FIT) (IPCC 2012). Un gran número de investigaciones han verificado que el FIT es una política eficiente para estimular el rápido desarrollo de energías renovables comparadas con otras políticas, ya que el FIT permite la oferta de energía renovable de manera estable y a costos más bajos (Sun & Nie 2015).

Las políticas pueden ser categorizadas de diferentes maneras y no existe un listado de opciones de políticas acordado. Así que de manera simplificada el IPCC (2012) ha organizado las diferentes políticas en las siguientes categorías:

- **Incentivos fiscales:** Son incentivos financieros que pueden darse de diferentes formas: incentivos basados en la inversión o en la producción, incluyendo créditos fiscales, reducciones y exenciones; también se encuentran los descuentos y las subvenciones. Las políticas en esta categoría tienen como objetivo reducir los costos y el riesgo en la inversión en energías renovables a través de la reducción de los costos de inversión iniciales o reduciendo el costo de la producción o aumentando el pago recibido por la energía generada con fuentes renovables. Dentro de las ventajas de este tipo de política está el compensar los fallos del mercado que dejan a las energías renovables en desventaja competitiva en comparación a otras formas de generación.
- **Finanzas públicas:** para muchos proyectos de energías renovables la disponibilidad de financiación comercial es bastante limitada, particularmente en países en vía de desarrollo, donde el alto riesgo y la debilidad institucional impiden el compromiso del sector privado. De manera que los mecanismos de financiación pública tienen un doble objetivo: primero, movilizar o aprovechar la inversión comercial en proyectos de energía renovable, y segundo, crear mercados sostenibles comercialmente para estas tecnologías. Por tanto, es importante diseñar políticas donde los beneficios a corto plazo no creen distorsiones en el mercado que indirectamente obstaculicen su crecimiento sostenible a largo plazo. Dentro de esta categoría se encuentran políticas tales como: préstamos, garantías y contratación pública. Para mayor discusión de cada una de estas políticas revisar la Tabla 7.
- **Regulaciones:** dentro de las políticas regulatorias se incluyen políticas dirigidas a la cantidad y políticas dirigidas al precio donde se incluyen los Feed-in tariff. Las políticas dirigidas a la cantidad fijan la meta de capacidad que debe alcanzarse y

permiten que el mercado determine el precio, mientras que las políticas dirigidas al precio fijan el precio y permiten que el mercado determine la cantidad.

La Tabla 7 presenta una descripción de cada una de las políticas que pueden implementarse en el sector eléctrico teniendo en cuenta la anterior clasificación, se presenta el tipo de política y una breve definición.

Tabla 7. Descripción de principales políticas para el impulso de energías renovables en el sector eléctrico.

<b>Política</b>	<b>Definición</b>
<b>Incentivos fiscales</b>	
Subvenciones	Las subvenciones consisten en dinero proporcionado por adelantado para ayudar financiar una inversión, por lo general esta asistencia que no tiene que ser devuelta es otorgada por el gobierno para fines específicos.
Pagos por producción de energía	Pago directo por parte del gobierno por unidad de energía renovable producida
Descuento	Pago (una sola vez) por parte del gobierno a una compañía para cubrir un porcentaje o cantidad específica del costo de inversión de un sistema de energías renovables. Se diferencian de las subvenciones, en que los descuentos son devoluciones previstas después de haberse realizado la inversión, en cambio en las subvenciones el pago se hace por adelantado.
Crédito fiscal (producción o inversión)	Proporciona al inversionista un crédito sobre el impuesto a la renta anual basado en la cantidad de dinero invertido en esa instalación o la cantidad de energía que se genera durante el año correspondiente. Permite que las inversiones en energías renovables sean total o parcialmente deducidas de las obligaciones tributarias o ingresos.
Reducción de impuestos/ excepciones/ impuestos	Un impuesto al carbono es un impuesto sobre el contenido de carbono de combustibles fósiles. Un impuesto a la energía, es un impuesto al contenido energético de los combustibles. Un crédito fiscal es una reducción de impuestos para estimular la compra o la inversión en determinado producto, como las energías renovables.
Depreciación variable o acelerada	Permite la reducción de la carga de impuestos en los primeros años de operación de la planta de energía renovable.
<b>Finanzas públicas</b>	
Inversión	Financiamiento proporcionado a cambio de una participación accionaria en una empresa o proyecto de energías renovables. Por lo general, entregado como un fondo administrado por el gobierno que invierte en proyectos y empresas, o como una fuente de financiación de los fondos de gestión privada (fondos de fondos).
Garantías	Mecanismo de distribución de riesgos destinada a movilizar el crédito interno de los bancos comerciales para las empresas de energía renovable. Normalmente una garantía es parcial, es

	decir, que cubre una parte del capital pendiente del préstamo (usualmente entre el 50 a 80%).
Préstamos	La financiación proporcionada a una compañía o proyecto de energías renovable para pagos de deudas. Por lo general, los préstamos se dan en condiciones favorables (por ejemplo, tasas de interés más bajas).
Contratación pública	Las entidades públicas compran servicios y/o equipos de Energía Renovable.
<b>Regulaciones</b>	
<b>Dirigidas a las cantidad</b>	
Portafolio de renovables/ obligaciones o mandatos	El gobierno obliga o requiere un porcentaje incremental de la electricidad total generada con capacidad, o ventas de electricidad que provenga de energías renovables. El porcentaje, los tiempos y las tecnologías incluidas pueden variar de acuerdo a cada país y estado.
Licitaciones	Autoridades públicas organizan licitaciones para determinada capacidad de renovables, y remuneran las ofertas ganadoras a precios por encima de los valores del mercado.
<b>Dirigidas al precio</b>	
Feed-in tariff fijo	Garantiza el suministro de energías renovables con acceso y despacho y establece un precio fijo que varía por tecnología por unidad entregada durante un número de años específicos.
FIT Premium	Los generadores reciben un precio fijo de electricidad generada y adicionalmente reciben una prima que puede variar dentro de unos límites superior e inferior.

Fuente: Adaptado de IPCC (2012) y Palmer & Burtraw (2007).

En la mayoría de los casos, la aplicación de políticas adoptada en cada uno de los países se comprende de un conjunto de mecanismos que producen la mezcla de políticas que mejor se adapta a las circunstancias de cada país (REN21, 2014). A continuación se presentan las políticas aplicadas en cada uno de esos países que mayor progreso en renovables han tenido y adicionalmente se incluye la experiencia del RU, Brasil y Colombia. La revisión de políticas por país es presentada en la Tabla 8, donde se ilustra si existe o no metas para renovables y la presencia de un grupo determinado de políticas entre políticas regulatorias, incentivos fiscales y financiamiento público.

Tabla 8. Aplicación de políticas por país hasta el año 2013.

País	Metas energía renovable	Políticas regulatorias	Incentivos fiscales y financiamiento público

		Feed-in tariff/fit premium	Obligaciones/RPS	Net Metering	Tradable rec	Licitaciones	Subsidio de capital o rebate	Inversión o impuestos de producción	Reducciones en ventas y demás impuestos	Pagos en producción de energía	Inversión pública, descuentos o préstamos
Alemania	<input type="checkbox"/>	R					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
Italia	<input type="checkbox"/>	R	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	R	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
Japón	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>
España	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	
UK	R	R	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		R		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
USA	R*	R*	R*	R*	●	R	<input type="checkbox"/>	X	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	R
Brasil	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		R		<input type="checkbox"/>	R		R
Colombia	<input type="checkbox"/>								R		
India	R	<input type="checkbox"/>		★*	<input type="checkbox"/>	R	R	<input type="checkbox"/>		R	<input type="checkbox"/>
China	R	R				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Existe Nacional    ● Existe subnacional    ★ Nueva    R revisado    X removida    \*subnacional

Fuente: (REN21, 2014).

Las metas de penetración de renovables existen en 144 países para comienzos de 2014, donde la mayoría de estas metas se concentra en el sector eléctrico. Algunos países han revisado sus actuales metas en renovables. En enero de 2014, China adoptó un rango de metas a cumplir en 2015 que consisten en 18 GW en eólica, en PV solar pasó de 20 GW a 35 GW. India anunció planes de duplicar su capacidad renovable de 25 GW en 2012 a 55 GW para el 2017. En Europa, el RU estableció como meta 39 GW de eólica offshore para el 2030 (REN21, 2014).

Se han dado reducciones en las primas de los Feed-in tariff en varios países, aunque muchas de estas reducciones fueron planeadas previamente. Alemania continúa con sus reducciones trimestrales en su FIT para solar y anuales para otras tecnologías. Mientras, el Reino Unido fortaleció varios de sus incentivos FIT. Italia suspendió el apoyo para nuevos proyectos solares al alcanzarse el tope establecido.

En cuanto a políticas de portafolio estándar y cuotas donde se establecen mezclas o cantidades específicas de renovables para electricidad están dadas en 25 países a nivel mundial a nivel nacional y en la gran mayoría de estados en Estados Unidos, Canadá e

India. Para finales de 2013, nuevos países no habían incorporado esta política (REN21, 2014).

Las subastas públicas o licitaciones continúan ganando protagonismo con el número de países que han decidido adoptarlas, pasando de 9 países en 2009 a 55 países a principios de 2014. Centro y Sur América continúan siendo los líderes globales en licitaciones de energía renovable. Brasil ha establecido subastas para energía eólica por varios años.

Diferentes países continúan con el apoyo a energías renovables a través de un conjunto de incentivos fiscales y financiamiento público con el objetivo de ayudar a sobrellevar las barreras relacionadas con costos que desafían el desarrollo de este tipo de tecnologías, desafíos tales como los altos costos de las renovables, o los subsidios que existen para combustibles fósiles o nuclear y los fallos en internalizar los costos ambientales y sociales en la producción y uso de energía.

No obstante, desde el lado de la demanda los esfuerzos en política para la reducción de emisiones también pueden ser bastante significativos. A continuación se presentan los avances en política dirigida a la demanda de electricidad.

### 3.2 Políticas desde la demanda

Otra manera de mitigar emisiones es reduciendo la demanda de electricidad, mejorando la eficiencia de los electrodomésticos y equipos, adoptando tecnologías renovables a nivel micro e incluso cambiando los hábitos de consumos en los usuarios. Algunas estrategias incluyen estándares para los electrodomésticos, programas del lado de la demanda, códigos y estándares de construcción.

El propósito de esta sección es presentar la revisión de literatura de las políticas de microgeneración, eficiencia energética y conservación de energía que se han planteado en el mundo para el sector residencial, y las barreras existentes en el mercado.

Los instrumentos de política utilizados para el lado de la demanda son principalmente los mismos instrumentos para el lado de la oferta (presentados en la Tabla 7): incentivos fiscales tales como descuentos, créditos y reducción de impuestos; también políticas de financiamiento como las garantías, préstamos y contratación pública, sin embargo su aplicación y usuario final es directamente el consumidor. Adicionalmente a dichas políticas se encuentran regulaciones orientadas a la calidad y al acceso, políticas de programas voluntarios enfocadas a la educación y difusión de hábitos verdes con un efecto principalmente en el consumidor.

Dentro de este grupo de políticas se encuentran: compra de energía verde, etiquetado y el neteo (net metering), entre otros. La Tabla 9 presenta una mayor descripción de estas políticas.

Tabla 9. Políticas enfocadas a la demanda de electricidad

Política	Definición
Regulaciones	

Dirigidas a las calidad	
Compra de energía y etiquetado verde	Etiquetado energético Verde ofrece a los consumidores la oportunidad de comprar electricidad "verde", así como de gas "verde", y combustibles para el transporte, mediante la evaluación de las opciones de suministro de energía disponibles.
Certificación y estándares	Se establecen ciertos requerimientos que deben cumplir determinada tecnología, específicamente en la maquinaria, normalmente se establece el uso de esta certificación como obligatorio de manera que la maquinaria que no cumpla con los estándares establecidos es prohibida. Los estándares de tecnología prescriben unos requerimientos de desempeño mínimos de emisiones para las tecnologías de generación de electricidad. Normalmente promueve la instalación de la mejor tecnología, como por ejemplo las nuevas plantas de carbón que son equipadas con captura y secuestro de carbono.
Acceso	
Neteo (Net metering)	Para los consumidores de electricidad que generan su propia electricidad, este instrumento permite el flujo de electricidad hacia y desde el cliente por lo general a través de un solo medidor bidireccional. Cuando la generación de un consumidor excede el uso, la electricidad fluye desde el consumidor a la red, compensando la electricidad consumida por el cliente. Cuando el uso del consumidor excede la generación tendría que comprar a precio del mercado a la empresa de servicios públicos la electricidad faltante para su uso.
Programas voluntarios	
Educación	El gobierno exige a las empresas prestadoras de servicios públicos que revelen la información a sus clientes sobre las fuentes de combustibles utilizadas y las emisiones asociadas a la electricidad que proporcionan. También se les exige a los proveedores de electricidad que certifiquen el tipo y la cantidad de energía renovable que se reclama.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Palmer & Burtraw 2007).

### 3.2.1 Barreras de entrada y revisión de políticas implementadas para la microgeneración

Para la microgeneración, existen barreras de entrada principalmente asociadas al costo de la tecnología, debido a que los costos asociados a estas nuevas tecnologías son altos para el nivel del consumidor (Balcombe et al. 2013). Las decisiones de compra de los consumidores están estrechamente relacionados en la manera como éstos perciben los productos y esta percepción puede verse por varios factores: varios estudios evidencian que los consumidores a nivel residencial tienen en cuenta no solo la tecnología sino su influencia psicológica, ambiental y social, de manera que el comportamiento del

consumidor pasa a ocupar un lugar importante en la decisión de compra o adopción de la tecnología (Islam 2014).

La política en torno al consumidor residencial hace énfasis en cómo acelerar la difusión de tecnologías limpias o amigables con el ambiente pero que aún no son competitivas en el mercado. Por tal razón, los incentivos financieros se han convertido en un mecanismo para mejorar las condiciones de estas nuevas tecnologías (Costa et al. 2008).

Allen, et al. (2008) hacen una revisión de políticas para incentivar la microgeneración y plantean la siguiente clasificación:

**Apoyo I&D:** dentro de esta categoría se incluyen programas y becas para apoyar la investigación y desarrollo público, académico y privado, así como créditos fiscales para garantizar el entrenamiento de personal calificado.

**Subsidios tecnológicos:** enfocados principalmente a la financiación de proyectos piloto y al apoyo de las primeras etapas de comercialización de las tecnologías.

**Políticas de desarrollo de mercado:** en esta categoría se incluyen los Feed-in tariff, subastas, depreciación acelerada, entre otras. Estas políticas permiten que las nuevas tecnologías tengan cierto grado de protección ante los mercados convencionales de energía.

**Políticas de competencia:** enfocadas para las tecnologías más maduras, su objetivo es crear el apoyo para promover la comercialización de estas tecnologías y proveer energía costo eficiente a los consumidores. Los programas de Obligación de Renovables es un ejemplo de esta categoría.

A continuación, en la Tabla 10 se presenta un resumen de las políticas de microgeneración que han sido aplicadas en algunos países.

Tabla 10. Políticas para la microgeneración en algunos países.

Política implementada	País de Aplicación	Referencia
❖ Soporte I&D	RU	(Praetorius et al. 2012; Allen et al. 2008; Bergman & Eyre 2011; Balcombe et al. 2013)
❖ Subsidio a la tecnología		
❖ Desarrollo del mercado: Feed in tariff, subastas especializadas, créditos fiscales, depreciación acelerada y creación de nichos de mercado.		
❖ Políticas de competencia		
❖ Low Carbon Buildings Programme (LCBP)		
❖ Carbon Emissions Reductions Target (CERT)		
❖ Community Energy Saving Programme (CESP).		

❖ Feed in tariff	Dinamarca y España	(Allen et al. 2008)
❖ Esquemas de precios: Feed in tariff	Alemania	(Allen et al. 2008; Praetorius et al. 2012)
❖ Venta excedentes		
❖ I&D		
❖ Formación de incentivos	Estados Unidos	(Allen et al., 2008; Solangi et al., 2011)
❖ Créditos fiscales		
❖ Targets		
❖ Depreciación acelerada		
❖ Feed-in tariff		
❖ Incentivos gubernamentales para las tecnologías fotovoltaicas	Canadá	(Islam & Meade 2013; Solangi et al. 2011)
❖ Feed-in tariff: diseñado para capacidades menores a 10kW.		
❖ Subsidios: el Gobierno canadiense busca mejorar la adaptación de los procesos de manufactura en el sector con políticas de impuestos.		
Se creó la ley 1715 que permitirá:	Colombia	(Congreso de la República de Colombia 2014)
❖ Venta créditos		
❖ Créditos de energía		
❖ Entrega excedentes		

Fuente: Tomado de (Zapata 2015).

### 3.2.2 Barreras de entrada y revisión de políticas implementadas en la eficiencia energética

Otra manera de mitigar emisiones es reduciendo la demanda de electricidad, mejorando la eficiencia de los electrodomésticos y equipos. Algunas estrategias incluyen estándares para los electrodomésticos, programas del lado de la demanda, códigos y estándares de construcción.

La eficiencia energética es tal vez el campo con mayor número de programas desarrollados por su gran efectividad, tanto en los diferentes sectores industriales como en los consumidores finales. Estos programas usualmente se acompañan con medidas que favorecen la inversión en eficiencia energética. Dentro de los mecanismos utilizados para la implementación de programas en eficiencia energética se encuentran impuestos, subsidios directos y exención de impuestos, entre otros. Una de las ventajas de las medidas en eficiencia energética es que los consumidores son beneficiados directamente (Herring 2006).

Sin embargo, existen barreras que limitan el desarrollo de programas enfocados a la eficiencia energética. En la siguiente tabla se presenta un listado de barreras y una propuesta de cómo superar dichas barreras:

Tabla 11. Barreras de la eficiencia energética y propuesta de solución

<b>Barrera</b>	<b>Propuesta de política para superar la barrera</b>
Barreras financieras	Subsidios y rebajas que permitan que los hogares puedan invertir en electrodoméstico más eficientes
Barreras regulatorias	Obligaciones de venta de productos eficientes con garantías de dicha eficiencias. Estas obligaciones estarían enfocadas a los distribuidores de electrodomésticos.
Barreras de mercado	Estándares de desempeño energético
Barreras de conocimiento e información	Programas de educación dirigidos al consumidor. Por ejemplo el programa de etiquetado eficiente.

Fuente: Tomado de (Ríos 2013)

La variedad de políticas enfocadas en la eficiencia energética abarca desde incentivos financieros hasta programas de educación al consumidor, debido a las grandes reducciones que pueden lograrse con los programas de eficiencia energética su aplicación a nivel mundial también ha sido notoria. La

Tabla 12 presenta un resumen de aplicación de políticas dirigidas a la eficiencia energética en un gran número de países. En la tabla se presenta el país de aplicación, la(s) política (s) aplicadas y la referencia bibliográfica.

Tabla 12. Resumen de políticas de eficiencia energética en varios países

<b>País(es)</b>	<b>Política(s) de eficiencia energética</b>	<b>Referencia</b>
<b>Unión Europea</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estandarización y etiquetado informativo en electrodomésticos e iluminación.</li> <li>▪ Estándares de desempeño (eco-diseño) en electrodomésticos e iluminación.</li> <li>▪ Reducción de impuestos, descuentos en el precio inicial de neveras, lavadoras, secadoras y lavavajillas.</li> </ul>	(Bertoldi et al. 2012)
<b>Estados Unidos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estándares en los electrodomésticos</li> <li>▪ Programas de incentivos financieros</li> <li>▪ Programas de información sobre potenciales ahorros en inversión de electrodomésticos eficientes</li> </ul>	(Gillingham et al. 2006)

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Programas para el manejo de la energía en el sector gubernamental.</li> </ul>	
<b>Canadá, Dinamarca, Suecia, Suiza, Estados Unidos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Instrumentos que guíen a los consumidores en la elección de electrodomésticos más eficientes a partir de una mejor información y un interés económico. Por ejemplo el etiquetado obligatorio o voluntario, la calidad de la etiqueta, reducción de impuestos, descuentos a la inversión inicial.</li> <li>▪ Instrumentos para promover nuevos patrones de uso de los electrodomésticos. Por ejemplo, programas educativos, eliminación de impuestos a la electricidad.</li> <li>▪ Instrumentos para desarrollar electrodomésticos cada vez más eficientes. Por ejemplo soporte financiero en investigación y desarrollo privado.</li> </ul>	(Varone & Aebischer 2001)
<b>Japón</b>	Subsidios en la adquisición de electrodomésticos eficientes	(Ashina & Nakata 2008)
<b>Tailandia, Estados Unidos, Dinamarca, India, Nueva Zelanda y Reino Unido</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estándares y etiquetado eficiente en electrodomésticos del hogar</li> <li>▪ Campañas de promoción de medidas de eficiencia energética por medios masivos de información.</li> <li>▪ Subsidios económicos, préstamos para la inversión en electrodomésticos eficientes, incentivos en los impuestos.</li> </ul>	(Oliver et al. 2001)
<b>China</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estándares obligatorios y etiquetado energético en los siguientes electrodomésticos: refrigeradores, aire acondicionado, lavadoras, planchas, televisores, arroceras eléctricas, radios y ventiladores.</li> <li>▪ Impuesto al consumo de electricidad, créditos para la compra de electrodomésticos eficientes.</li> <li>▪ Subsidios para la adquisición de electrodomésticos energéticamente eficientes y que utilicen energías renovables como los calentadores solares de agua.</li> </ul>	(Zhou, Levine, & Price, 2010)(Lo 2014)
<b>Estados Unidos (estados de New York, Indiana y Wisconsin)</b>	Sustitución de electrodomésticos actuales (refrigeradores) por otros más eficientes.	(Kim et al. 2006)

<b>España</b>	Sustitución de electrodomésticos antiguos por otros más eficientes (Galarraga et al. 2011)
<b>Ghana</b>	Mejora de la eficiencia energética de los electrodomésticos residenciales a partir de estándares y etiquetado. (Van Buskirk et al. 2007)

Fuente: Tomado de Ríos (2013)

En Colombia se implementó el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía no Convencionales (PROURE), para incentivar la eficiencia energética en el sector residencial y principalmente la sustitución de electrodomésticos antiguos por otros con tecnología eficiente. Sin embargo, la brecha existente entre el potencial y la eficiencia del país es considerable amplia, debido a las barreras de entrada que posee la eficiencia para su principal estrategia (sustitución de equipos), pues representa un alto costo de inversión (Zapata 2015).

### 3.2.3 Barreras de entrada y revisión de políticas implementadas para la conservación de electricidad

La conservación de energía eléctrica hace referencia a todos esos cambios en los hábitos, costumbres, aspectos morales de su conducta y comportamiento que se dan en los consumidores en torno a la reducción de su consumo eléctrico. De allí, que cuando un consumidor toma la decisión de conservar energía está siendo motivado por su convicción en la decisión tomada (Zapata 2015).

Debido a que la conservación son cambios en el estilo de vida, las barreras están ligadas a aspectos psicológicos y sociales, siendo un poco más abstractas que las explicadas en microgeneración y eficiencia. Las principales barreras para la conservación de la energía son (Steg 2008; Ritchie & Mcdougall 1985):

- Barreras de motivación
- Barreras de inercia y costumbres
- Barreras de eficiencias: vacíos de conocimiento

Como un medio para disminuir las barreras de entrada, los gobiernos han desarrollado políticas orientadas hacia la conservación y creación de conciencia sobre el consumo de energía eléctrica y sus implicaciones ambientales. Los programas más frecuentes son los programas orientados hacia la educación de cómo ahorrar energía, la Tabla 13 presenta un resumen de las políticas de conservación implementadas.

Tabla 13. Políticas para la conservación de energía

Tipo de política	Política	Descripción de la política
Programas de información	Publicidad masiva	Programas que utilizan medios masivos como televisión, radio periódico, donde se ofrece información limitada sobre cómo ahorrar energía o para alentar a los consumidores hacia la

		conservación de energía.
	Programas de publicidad objetivo	Programas que utilizan medios de comunicación más específicos como el correo electrónico donde se proporciona información específica de cómo ahorrar energía en actividades específicas (ej.: mantenimiento del horno)
	Programas de auditoría casera	Estos programas proporcionan a los dueños y habitantes de la casa información sobre acciones de conservación que pueden adoptarse en el hogar.
	Realimentación sobre los programas de uso energético	Proveen al dueño del hogar con información del consumo realizado durante un período de tiempo específico (último mes).
	Programa de etiquetado	Donde se establecen que los distribuidores de electrodomésticos deben etiquetar la información de consumo de electrodomésticos.
<b>Desincentivos</b>	Precios e impuestos	Principalmente subir el precio de energía eléctrica para motivar al consumidor a reducir su consumo
<b>Estándares</b>		Códigos, reglamentos donde se establecen normas mínimas para edificios y automóviles.
<b>Restricciones</b>		Restricciones para lograr una reducción del consumo de energía mediante la limitación del uso de electrodomésticos a ciertas horas del día.

Fuente: Adaptado de (Ritchie & Mcdougall 1985)

En muchos países las políticas implementadas para la eficiencia y la microgeneración son consideradas políticas de conservación pues reducen el consumo de electricidad de la red, por ende, en algunos casos se pierde de vista cuales programas van dirigidos específicamente hacia la conservación.

### 3.3 Conclusiones del capítulo 3

La implementación de políticas en el sector eléctrico con el objetivo de reducir emisiones suele normalmente dividirse en políticas dirigidas a la demanda y políticas dirigidas a la oferta. Las políticas desde la oferta están, en su mayoría, enfocadas al desarrollo y uso de tecnologías bajas en carbono en la generación de electricidad. Las políticas por el lado de la demanda, se caracterizan por su aplicación sobre el consumidor.

En cuanto a la implementación de energías renovables todavía existen obstáculos debido a los altos costos de capital frente a los costos que tienen las tecnologías convencionales, sin embargo se prevé que las energías renovables pueden ser competitivas en un futuro no muy lejano debido a los progresos que muestran las curvas de aprendizaje para estas tecnologías.

Lo anterior se ve reflejado en la cantidad de países que han optado en los últimos años por el apoyo a renovables tanto a nivel nacional como estatal, un total de 138 países han dado el paso de impulsar las tecnologías renovables, donde China y Alemania llevan la delantera en el desarrollo de tecnologías renovables. Existe gran variedad de políticas para el impulso de energías renovables en electricidad, sin embargo la política más usada

es el Feed-in tariff (FIT). Un gran número de investigaciones han verificado que el FIT es una política eficiente para estimular el rápido desarrollo de energías renovables comparadas con otras políticas, ya que el FIT permite la oferta de energía renovable de manera estable y a costos más bajos.

Las políticas pueden ser categorizadas de diferentes maneras y no existe un listado de opciones de políticas acordado. Así que de manera simplificada el IPCC ha organizado las diferentes políticas en 3 categorías: primero, Incentivos fiscales: compuestos por subvenciones, pagos de producción de energía, descuentos, créditos fiscales, reducción de impuestos y depreciación acelerada; segundo, Finanzas públicas: donde se encuentran el financiamiento a la inversión, garantías, préstamos y contratación pública; y por último, las regulaciones: compuesta por portafolio de renovables, licitaciones, Feed-in tariff y fit Premium.

Los avances en política por el lado de la demanda también son significativos. Los instrumentos de política utilizados para el lado de la demanda son principalmente los mismos instrumentos para el lado de la oferta, sin embargo su aplicación y usuario final es directamente el consumidor. Adicionalmente a dichas políticas se encuentran regulaciones orientadas a la calidad y al acceso, políticas de programas voluntarios enfocadas a la educación y difusión de hábitos verdes con un efecto principalmente en el consumidor.

La política en torno al consumidor residencial hace énfasis en cómo acelerar la difusión de tecnologías limpias o amigables con el ambiente pero que aún no son competitivas en el mercado. Por tal razón, los incentivos financieros se han convertido en un mecanismo para mejorar las condiciones de estas nuevas tecnologías.

La eficiencia energética es tal vez el campo con mayor número de programas desarrollados por su gran efectividad, tanto en los diferentes sectores industriales como en los consumidores finales. Estos programas usualmente se acompañan con medidas que favorecen la inversión en eficiencia energética. Dentro de los mecanismos utilizados para la implementación de programas en eficiencia energética se encuentran impuestos, subsidios directos y exención de impuestos, entre otros.

Como un medio para disminuir las barreras de entrada, los gobiernos han desarrollado políticas orientadas hacia la conservación y creación de conciencia sobre el consumo de energía eléctrica y sus implicaciones ambientales. Los programas más frecuentes son los programas orientados hacia la educación de cómo ahorrar energía.

Es importante mencionar, que a pesar de la gran variedad de políticas, no existe una fórmula o estrategia, que sea "la estrategia exitosa", en la mayoría de los casos, la aplicación de políticas adoptada en cada uno de los países se comprende de un conjunto de mecanismos tanto de la oferta como de la demanda y que en su conjunto producen la mezcla de políticas que mejor se adapta a las circunstancias de cada país.

En el siguiente capítulo se presenta la formulación de la plataforma de simulación construida para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.



## **4. Plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.**

En el capítulo anterior se presentó una revisión de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda, suministrando un abanico de opciones en cuanto a políticas que favorecen la reducción de emisiones en el sector. En este capítulo se hace una representación del problema planteado en el capítulo 1 de esta tesis. La problemática en torno a la reducción de emisiones en el sector eléctrico delimita el trabajo realizado en esta tesis y el modelo construido permitirá evaluar políticas que favorezcan la reducción de emisiones en el sector eléctrico colombiano.

El objetivo de este capítulo es presentar el proceso de modelado realizado, para ello en la sección 4.1 se presenta la hipótesis dinámica construida para explicar el efecto de las políticas de reducción de emisiones en el mercado eléctrico; en la sección 4.2 se hace una formulación formal del modelo construido. Más adelante, en la sección 4.3 se realiza el proceso de validación del modelo y por último, en la sección 4.4 se presenta la plataforma de simulación construida con base al modelo de simulación formulado; dicha plataforma facilita la interacción con el usuario y el proceso de evaluación de políticas de reducción de emisiones.

### **4.1 Hipótesis dinámica**

La estructura general del modelo de simulación construido es presentada en la Figura 7 la cual se fundamenta en el planteamiento ofrecido por (Bunn and Larsen, 1994).

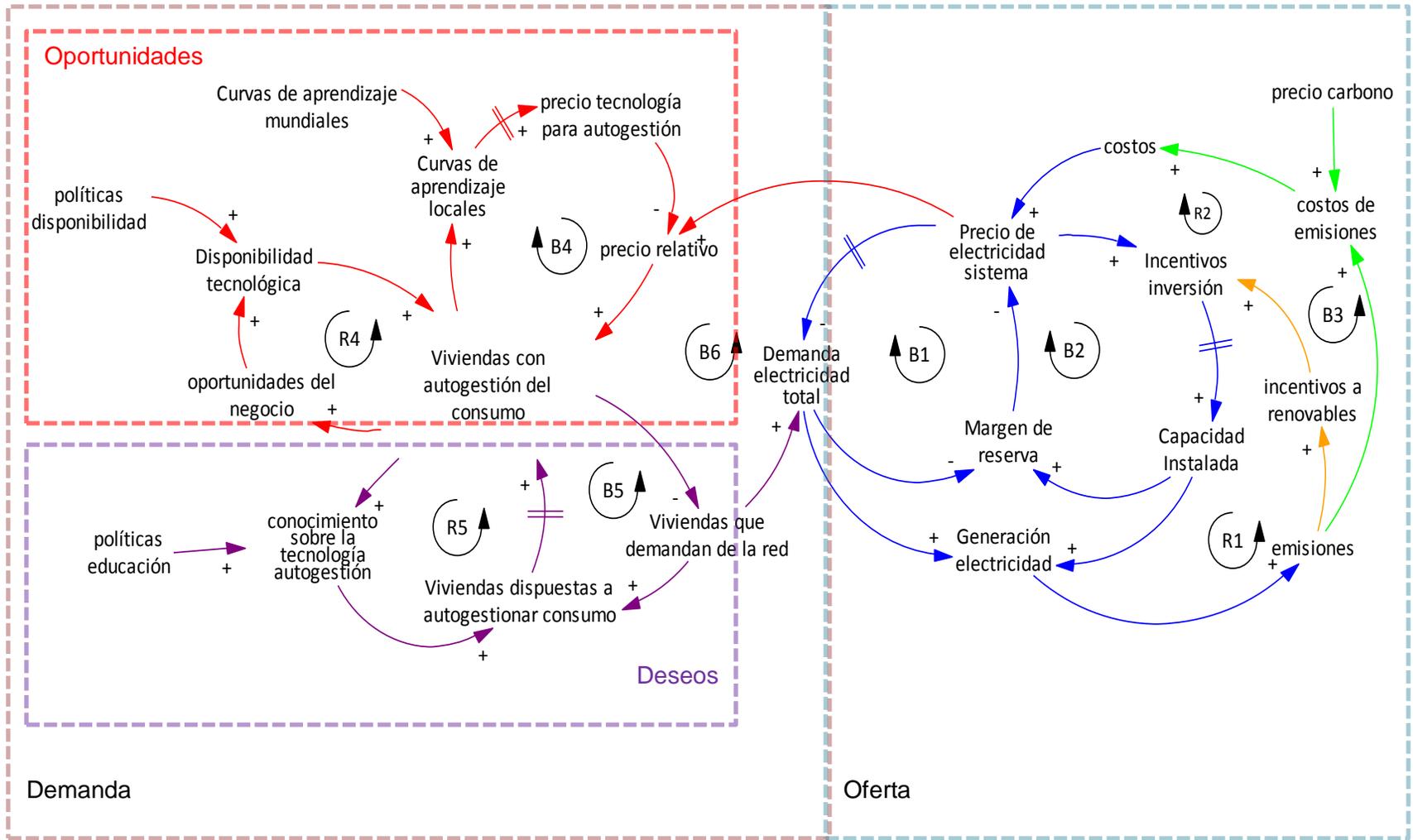


Figura 7. Hipótesis dinámica del mercado eléctrico y políticas para la reducción de emisiones.

Fuente: Elaboración propia.



Este modelo está compuesto por dos estructuras principales que interactúan entre sí: la oferta y la demanda. La primera estructura corresponde a la estructura básica del mercado de eléctrico pero con especial énfasis en la oferta de electricidad. La segunda estructura corresponde al mercado de electricidad pero con énfasis en la demanda. En el modelado de la demanda se desagrega el sector residencial, el cual está enfocado en las viviendas y el proceso de adopción de nuevas tecnologías basado en la teoría de la racionalidad limitada de la toma de decisiones, donde se identifican un grupo de oportunidades y deseos presentes en los consumidores a la hora de autogestionar su consumo. El término autogestionar utilizado en la figura y esta tesis hace referencia a la posibilidad del consumidor de gestionar su consumo de electricidad por sí mismo a través de medidas de microgeneración, eficiencia energética y conservación de electricidad. La interacción entre la oferta y la demanda establece toda la estructura de mercado eléctrico.

En las siguientes secciones se explicará con mayor detenimiento cada una de las estructuras enunciadas.

#### **4.1.1 Estructura causal de la oferta**

En una cantidad significativa de países, los sistemas de electricidad han migrado de estructuras de planeación central, a mecanismos basados en el mercado (Newbery 1999). Como en cualquier otro mercado, los precios son determinados de acuerdo a la abundancia o a la escasez. En este contexto, como se muestra en la Figura 8, el precio de la electricidad se incrementa a medida que el margen de reserva disminuye, el cual provee señales tanto para la oferta, como para la demanda. Por otra parte, a medida que el precio aumenta, la demanda disminuye en un futuro intermedio, dada la elasticidad precio-demanda. Por otro lado, a mayor precio, éste se termina convirtiendo en una señal, junto con otras variables como la regulación adecuada y un ambiente apropiado de negocio, para la inversión en capacidad a largo plazo. Tanto una mayor demanda y una gran capacidad contribuyen en términos opuestos al margen de reserva, cerrando ambos ciclos de balance B1 y B2.

La demanda de electricidad y la capacidad instalada interactúan entre sí para determinar la generación de electricidad. La generación de electricidad tiene asociada unas emisiones del sector, provenientes de las tecnologías basadas en combustibles fósiles. En Colombia estas emisiones no representa ningún valor para el sector ni para la toma de decisiones, sin embargo en esta tesis se tiene como propósito la evaluación de políticas para la reducción de estas emisiones, por tanto se incluyen nuevas variables a la estructura causal, que representan la incorporación de estas políticas y cómo interactúan con el sistema.

En la Figura 8, se observa que al incluirse un precio al carbono, éste junto con las emisiones generadas, se establece un costo por las emisiones producidas y este costo de emisión aumenta los costos de las tecnologías (este costo de emisión solo afectaría a las tecnologías que generen emisiones, es decir, a las tecnologías basadas en combustibles fósiles). Los costos de las tecnologías establecen un papel importante en las ofertas que éstas hacen y por tanto en el precio del sistema.

Estas nuevas variables y sus relaciones representadas por flechas de color verde establecen dos nuevos ciclos en la hipótesis: el ciclo B3 y el ciclo R2. El ciclo B3 se forma a partir del efecto que tiene al aumentar el precio sobre la demanda y el ciclo R2 se forma a partir del efecto que tiene el aumento del precio sobre la capacidad instalada.

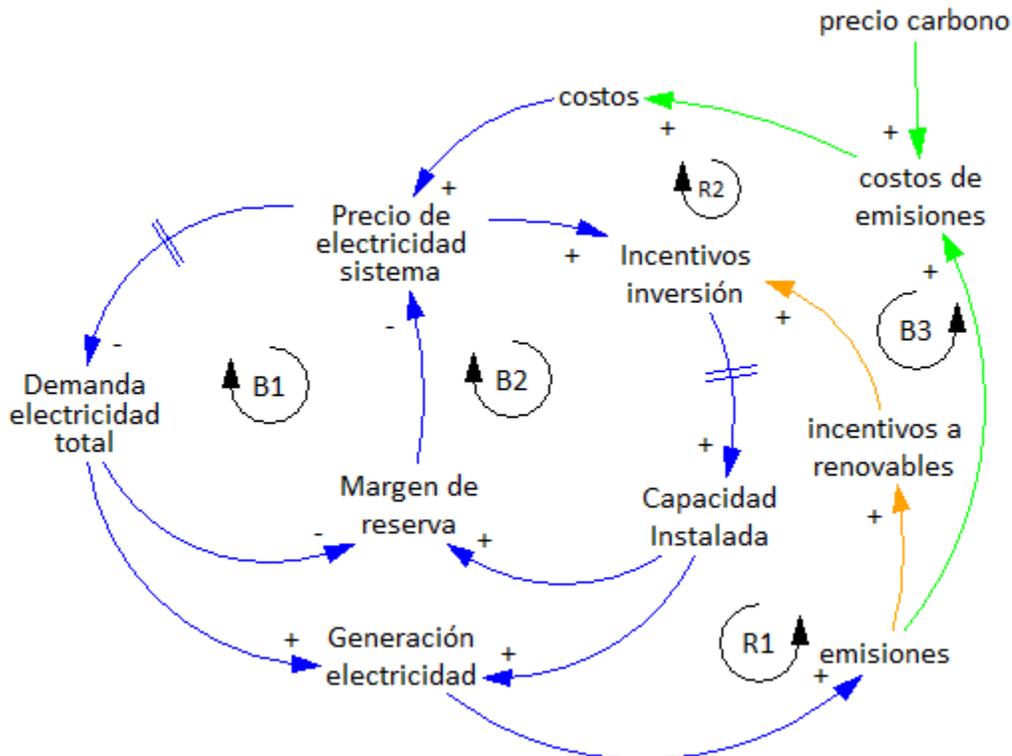


Figura 8. Estructura causal de la oferta de electricidad

Fuente: Adaptado de Dyner (2000)

Adicionalmente se ha incluido una nueva variable en la hipótesis, denominada incentivos a renovables, esta variable y sus relaciones identificadas con flechas de color naranja representan el efecto que tiene una política donde debido al aumento de emisiones en el sector se ejerce mayor presión para generar incentivos a tecnologías no contaminantes, incentivos que afectan la inversión de estas tecnologías y por tanto llevan a aumentar la capacidad instalada de estas tecnologías. Al incluir esta variable se adiciona un nuevo ciclo a la hipótesis denominado R1.

#### 4.1.2 Estructura causal de la demanda

Para determinar la estructura causal de la demanda y el análisis de políticas dirigidas al consumidor es necesario retomar la teoría de la racionalidad limitada para entender la

manera como los individuos toman decisiones. (Franco 2002) basado en la teoría de la racionalidad limitada, establece que la toma de decisiones del consumidor se da teniendo en cuenta dos filtros: un filtro de oportunidades y un filtro de deseos, los cuales se encuentran influenciados por las políticas establecidas por los comercializadores y el gobierno. Dicha estructura es planteada en la Figura 9.

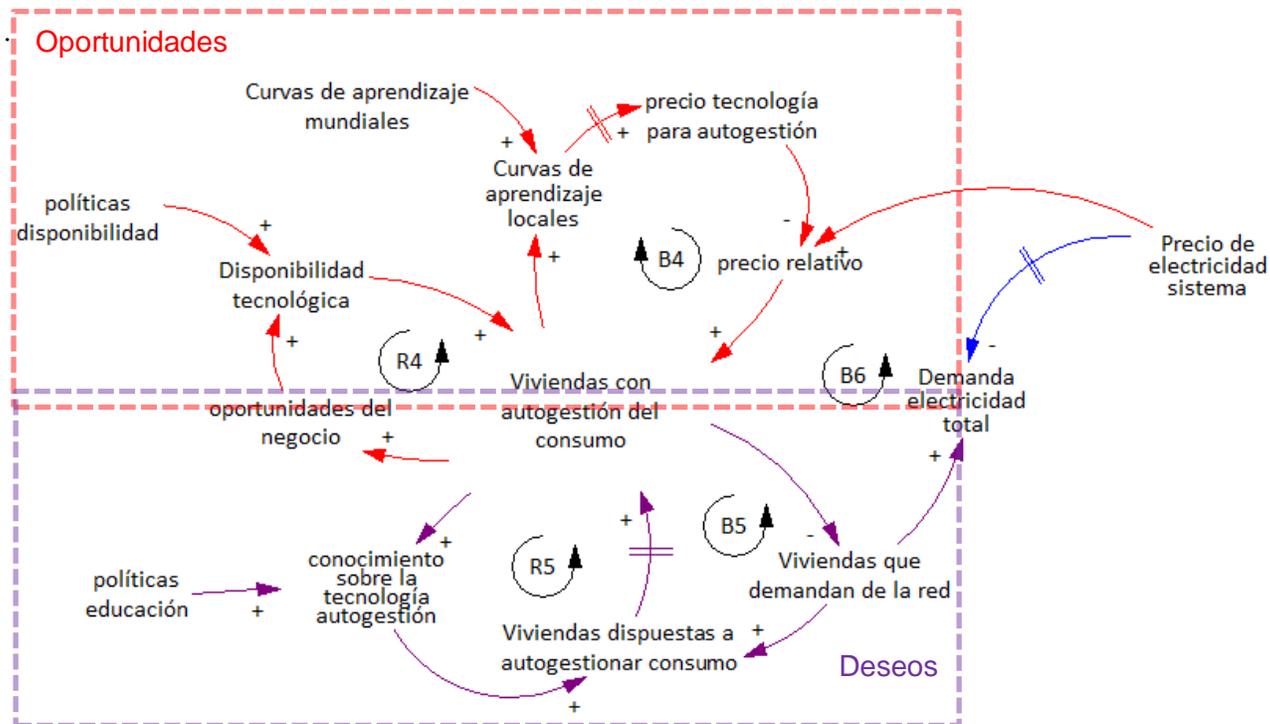


Figura 9. Estructura causal de la demanda de electricidad.

Fuente: Elaboración propia.

La toma de decisiones en el sector residencial es realizada por las viviendas, y la decisión radica en adoptar o no determinada tecnología que hemos denominado tecnología para la autogestión del consumo<sup>1</sup>. El conjunto de oportunidades se ve reflejado por los ciclos B4 y R4. El conjunto de deseos se representa con los ciclos R5 y B5.

El ciclo B4 representa el efecto que tiene el aumento de viviendas que deciden autogestionar su consumo debido al precio. Las viviendas comparan el precio que ofrece

<sup>1</sup> para el alcance de esta tesis la tecnología que puede adoptar el consumidor residencial son: microgeneración solar, eficiencia energética representada por el cambio de 3 electrodomésticos: neveras lavadoras y estufas, y conservación en el hogar

la red con el precio de la tecnología, de manera que si termina siendo ser más favorable el precio de la tecnología, habrá mayor número de viviendas dispuestas a autogestionar su consumo (es decir a adoptar tecnología de microgeneración, eficiencia o conservación).

El ciclo R4 representa la disponibilidad de la tecnología y su efecto en el número de viviendas con autogestión de su consumo. Entre más viviendas con autogestión existan, se abren más oportunidades de negocio frente a la tecnología, llevando a que se dé mayor disponibilidad tecnológica. Al existir mayor disponibilidad de la tecnología se logra mayor número de viviendas con autogestión del consumo.

El ciclo R5 hace parte del conjunto de deseos. Este ciclo representa la influencia del conocimiento cuando las personas desean autogestionar su consumo de electricidad. Mientras mayor sea el conocimiento que poseen las personas respecto a la tecnología y sus bondades, mayor será el número de viviendas con autogestión de su consumo.

El ciclo B5 presenta el esquema de la demanda residencial. A mayor número de viviendas que autogestionen su consumo de electricidad menor es el consumo de la electricidad de la red. Mientras haya más demanda de la red, habrá un mayor número de viviendas dispuestas a autogestionar su consumo.

El ciclo B6 se forma con la estructura de la oferta presentado en la Figura 8. Este ciclo presenta que a mayor número de viviendas con autogestión de su consumo, disminuye el número de viviendas que demandan de la red, debido a que pueden satisfacer sus necesidades de electricidad por sí mismas o de manera más eficiente. Si la demanda residencial aumenta, entonces la demanda total del sistema aumenta, ocasionando un efecto en el margen del sistema, lo cual contrae el precio de electricidad. A un mayor precio de la red, mayor precio relativo (relación entre el precio de la tecnología y el precio de la red), permitiendo que un mayor número de viviendas adopten la tecnología y autogestionen su consumo.

A continuación se presenta la formulación del modelo de simulación.

## 4.2 Formulación del modelo de simulación

La Figura 10 presenta un diagrama de los principales módulos y las relaciones entre sí que componen el modelo de simulación construido en la herramienta Powersim Studio 9 con el objetivo de evaluar políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico colombiano. El horizonte de tiempo del modelo es de 20 años, iniciando la simulación en el año 2015 y finalizando en el año 2035 con un paso de simulación mensual. El modelo construido es un modelo vectorial basado en las tecnologías abordadas que son: Gas Natural, Fuel Oil, Carbón, Hidráulica, Eólica, Filo de agua, solar y otras. El alcance de este modelo es la representación de la expansión en capacidad y operación del mercado y deja por fuera del sistema lo referente a transmisión, distribución y comercialización del sistema eléctrico.

Los principales módulos son:

1. Capacidad instalada: en este módulo se establece la inversión/desinversión en capacidad, adicionalmente se hace el modelado de la disponibilidad de los recursos renovables (embalse, solar y viento). Así mismo se presenta el cálculo del margen de reserva, indicador importante para la determinación de la seguridad de suministro del sistema. Para este módulo es importante la información suministrada por el módulo de indicadores financieros y a su vez este módulo suministra información al módulo de formación de precio.
2. Indicadores financieros: en este módulo se determinan los costos asociados a cada una de las tecnologías que maneja el modelo y de un indicador de gran importancia en el modelo: la utilidad. Con la utilidad se tomarán las decisiones de inversión y desinversión en el módulo de capacidad. Este módulo recibe información del módulo de políticas y regulaciones, y del módulo de formación del precio; por otro lado, este módulo suministra información al módulo de capacidad instalada y al módulo de formación del precio.
3. Formación del precio: en este módulo se lleva a cabo el despacho de electricidad, permitiendo la obtención de la generación por tecnología y el precio de electricidad. Para este módulo es necesaria información del módulo de capacidad instalada, indicadores financieros y demanda de electricidad; este módulo suministra información a indicadores financieros y demanda de electricidad.

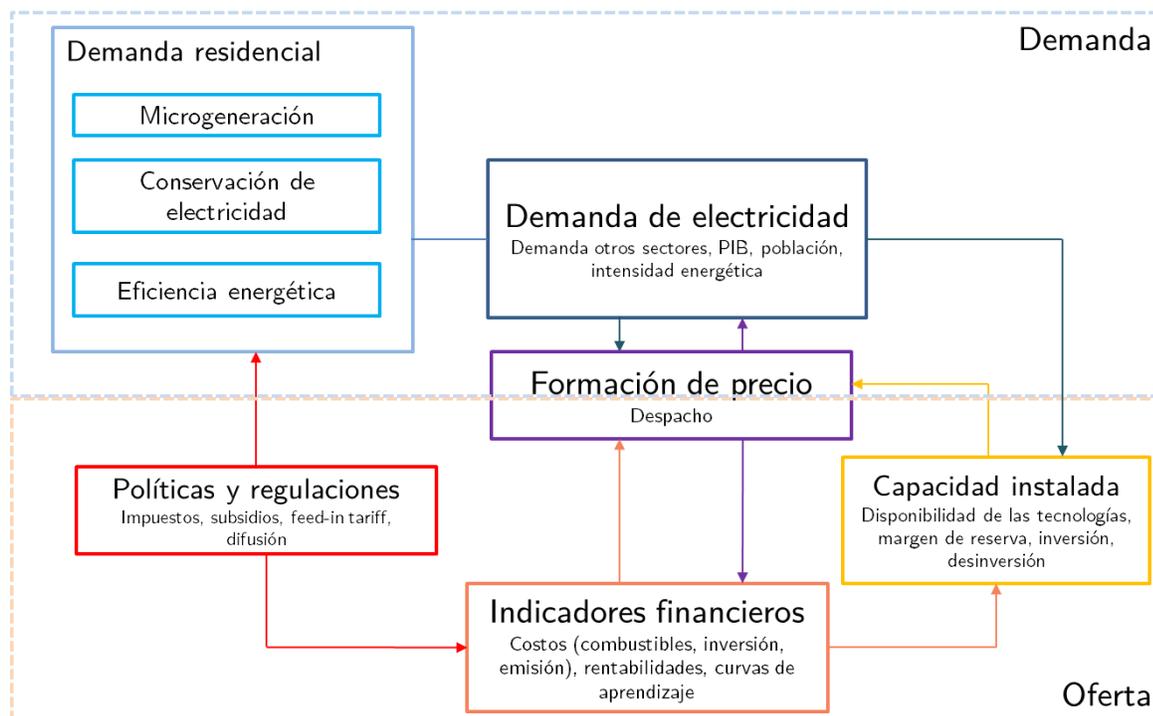


Figura 10. Diagrama por módulos del modelo construido.

Fuente: Elaboración propia.

4. Demanda de electricidad: para este módulo es de vital importancia la información que se maneja en el módulo de demanda residencial puesto que allí se manejan las dinámicas de microgeneración, eficiencia energética y conservación, así mismo es relevante la información del módulo de formación de precio. En este módulo se determinan las dinámicas de intensidad energética, población y demanda de otros sectores, esta última determinada a través de elasticidades.
5. Demanda residencial: en este módulo se establecen las dinámicas de microgeneración, eficiencia energética y conservación, en su conjunto afectan la determinación de la demanda residencial. Este módulo recibe información del módulo de políticas y regulaciones y a su vez suministra información al módulo de demanda de electricidad.
6. Políticas y regulaciones: En este módulo se determinan las políticas a aplicar en el módulo para promover la mitigación de gases de efecto invernadero en el sistema. Se determinan los valores de impuesto, incentivos, subsidios y demás que afectan el comportamiento del sistema. Este módulo influye el módulo de indicadores financieros y demanda residencial.

## 4.2.1 Módulo de capacidad instalada

El módulo de capacidad instalada está compuesto principalmente por las dinámicas que giran en torno a la variable de nivel Capacidad Instalada. En el modelo la capacidad instalada está determinada por los flujos de finalización de la construcción de la capacidad y los retiros de la capacidad como se observa en la Figura 11.

En este módulo se determina el margen de reserva, el cual está en función de la demanda de electricidad y la capacidad instalada. Esta variable nos indica en qué grado la capacidad instalada está alejada de la demanda, entre mayor sea el margen de reserva, menos posibilidades de que el sistema sufra de apagones, mientras que si el margen se acerca a cero o tiene valores negativos, significa que el sistema está en racionamiento, dado que la capacidad instalada no puede satisfacer toda la demanda.

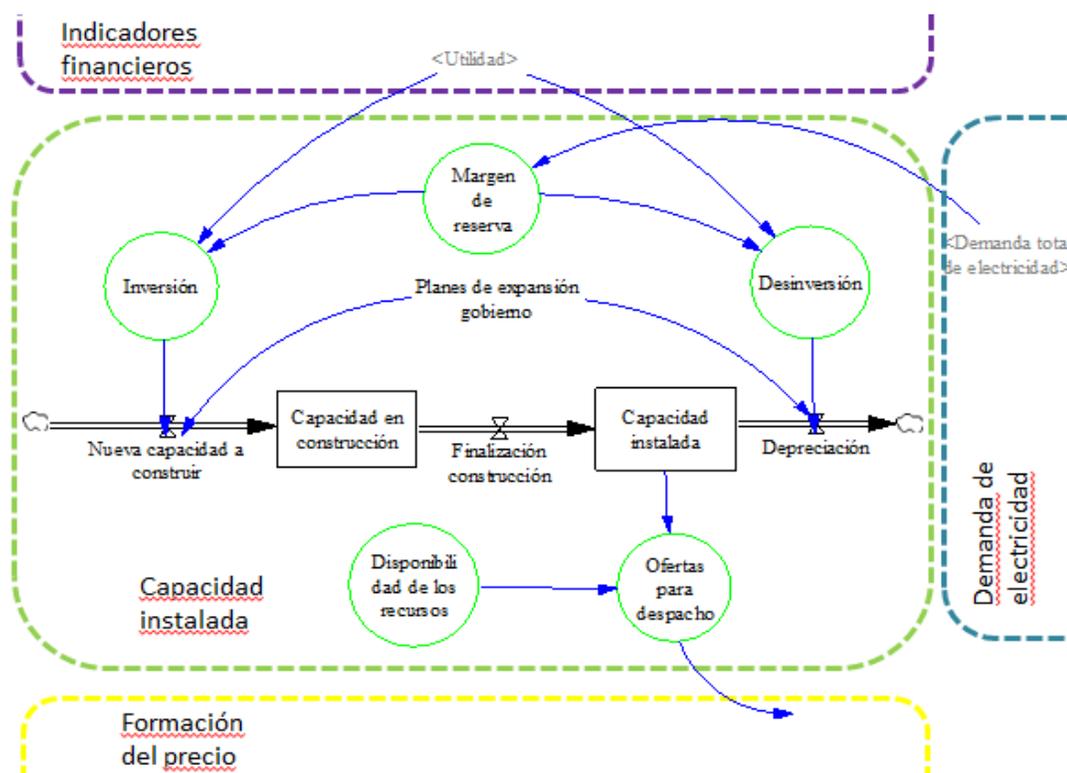


Figura 11. Módulo de capacidad instalada del modelo.

Fuente: Elaboración propia.

En el modelo se tiene en cuenta el margen de reserva y la utilidad (variable que viene del módulo indicadores financieros) para determinar dos dinámicas importantes en el sistema: inversión y desinversión de capacidad instalada. Ahora bien la decisión de si

invierte o no en nueva capacidad se toma basado en la utilidad de la siguiente manera (ver Figura 12):

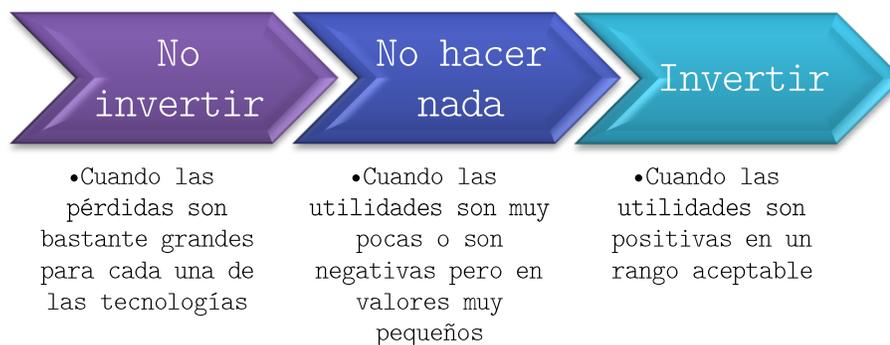


Figura 12. Decisiones de inversión en el modelo

Fuente: Elaboración propia.

La decisión de cuánto invertir o desinvertir se realiza teniendo en cuenta el margen de reserva, es decir, si el margen es bajo, entonces la capacidad a instalarse es mayor, en cambio si el margen es grande, significa que el sistema no necesita la capacidad con urgencia y pueden instalarse capacidades más pequeñas. Cada tecnología tiene valores diferentes, ya que los rangos en los que se instala una tecnología como la hidráulica son completamente diferentes a los valores con los que se instala eólica y solar que son más pequeñas.

Una vez determinadas las dinámicas de inversión y desinversión endógenas, el modelo también tiene en cuenta los planes de expansión del sistema eléctrico colombiano, para ello se están asumiendo los valores determinados en (UPME 2015a).

Cada tecnología tiene asociados unos años de construcción y años de retiro específicos, los cuales determinan cuando la capacidad entra al sistema o sale, es decir, pasa de estar en construcción a convertirse en capacidad instalada y cuando sale del sistema. La capacidad instalada en el sistema se convierte en el principal insumo para satisfacer la demanda, sin embargo muchas de las tecnologías no solo dependen de la capacidad para poder generar electricidad, en muchas de estas tecnologías también es importante la disponibilidad del recurso para generar.

La disponibilidad de la tecnología hidráulica es determinada a través del modelado del embalse representado en la Figura 13. El nivel del embalse depende de tres flujos: los aportes, los vertimientos y la generación hidráulica. Los aportes corresponden a los aportes medios históricos mensuales tomados de XM (XM 2015), la generación hidráulica

es determinada en el despacho sin que sobrepase el nivel del embalse y los vertimientos corresponden al agua que sobra del embalse, luego de satisfacer la generación.

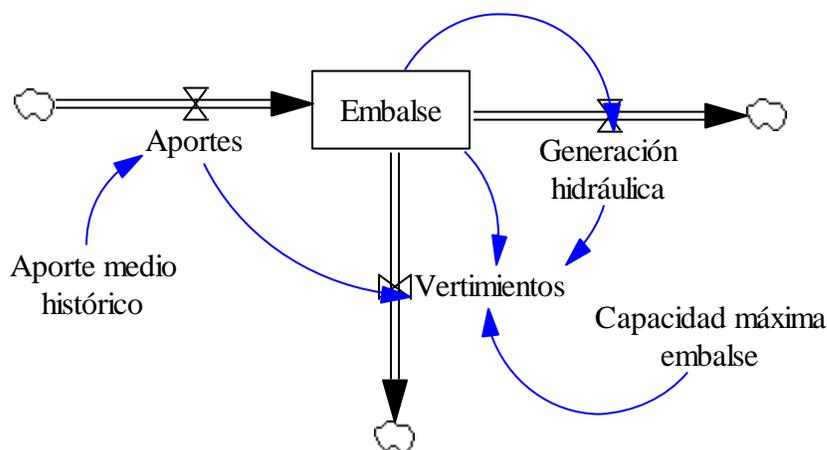


Figura 13. Diagrama de flujos y niveles del embalse

Fuente: elaboración propia.

La disponibilidad de eólica es determinada a partir de promedio histórico mensual tomado del Mapa de vientos y energía eólica de Colombia (UPME 2006) y la disponibilidad de solar es tomada de acuerdo al factor de disponibilidad para cada mes del año promedio tomado de (UPME 2000).

Para el resto de tecnologías se toma un factor de disponibilidad constante tomado en base a los datos suministrados por XM (XM 2015). Una vez determinado el factor de disponibilidad de cada tecnología, se establece la capacidad a ofertar para el despacho. Esta capacidad a ofertar se determina a través del producto del factor de disponibilidad, la capacidad instalada, y el tiempo a generar en el mes.

Las ofertas para despacho pasan al módulo de formación del precio, en el cual se calcula el despacho. A continuación se hace una descripción del módulo Indicadores financieros.

#### 4.2.2 Módulo de indicadores financieros

En este módulo se establece el cálculo de los costos de generación, los costos fijos y se determinan las utilidades para cada tecnología. Los costos de generación se determinan con base en el costo de operación y mantenimiento, el costo de combustible y el costo de emisión como se presenta en la Figura 14.

Los costos de combustibles y operación y mantenimiento son tomados de la UPME (UPME 2014) y los costos de emisión son determinados en el módulo de políticas y regulaciones puesto que dependen de si existe una política de impuesto al carbono en el sistema.

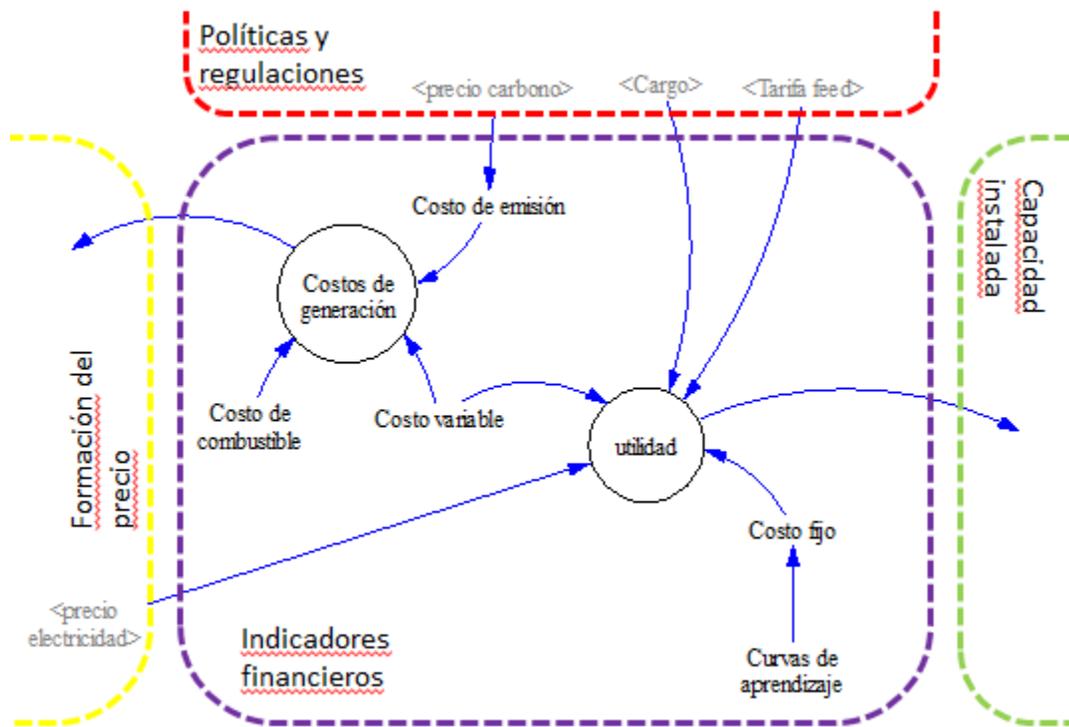


Figura 14. Módulo de indicadores financieros en el modelo  
Fuente: elaboración propia

Los costos fijos tienen un modelado un poco más complejo, determinado en la ecuación 1.

$$CFT = \frac{\text{CostosTec}}{\text{EnergíaGen}} \quad (1)$$

Donde,

CFT es el costo fijo total

CostosTec corresponde a los costos de la tecnología

EnergíaGen es la energía generada

En la ecuación (1) se presenta el cálculo del costo fijo. En las tecnologías eólica y solar por ser tecnologías poco maduras en el mercado, basan su costo inicial en curvas de aprendizaje mundial tomadas de (Teske et al. 2010).

Los costos de la tecnología corresponden a los costos de inversión en valor presente neto, expresados en la siguiente ecuación:

$$CostosTec = \frac{Ci * r}{1 - \frac{1}{(r+1)^a}} \quad (2)$$

La energía generada, corresponde al factor promedio del factor de carga FCP por el número de horas generadas para producir 1 MW. La ecuación de la energía generada se encuentra representada en la ecuación 3.

$$EnergíaGen = FCP * 8.76 \quad (3)$$

Una vez determinados los costos de combustible, emisión, fijo y variable, se procede al cálculo de las utilidades de cada una de las tecnologías, establecido en la ecuación (4).

$$U = V - Cv - CFT + c + f \quad (4)$$

Donde,

U= utilidades en determinado período

V= Son las ventas programadas. Para las ventas programadas se utiliza una media móvil de los últimos 12 meses del factor de carga y una función de Powersim para predecir el precio de electricidad para el año en que termine la construcción de cada tecnología.

Cv= Son los costos variables programados.

c= son las ganancias obtenidas por el cargo de confiabilidad en ese período.

f= son las primas recibidas por el Feed-in tariff en dado caso que sean recibidas.

A continuación se presenta el módulo de formación de precio, en donde se establece el despacho del mercado eléctrico.

### 4.2.3 Módulo de formación del precio

La formación del precio en el modelo está dada por el balance entre la demanda y la oferta. Cada una de las tecnologías ofrece cantidades y precio. Estas ofertas son organizadas de acuerdo al mérito, desde el precio más bajo al más alto, para luego formar la curva de oferta. En el mercado spot, la demanda establece el precio como se observa en la Figura 15. De manera que las tecnologías que generen son aquellas que su precio de oferta es menor o igual al precio del mercado.

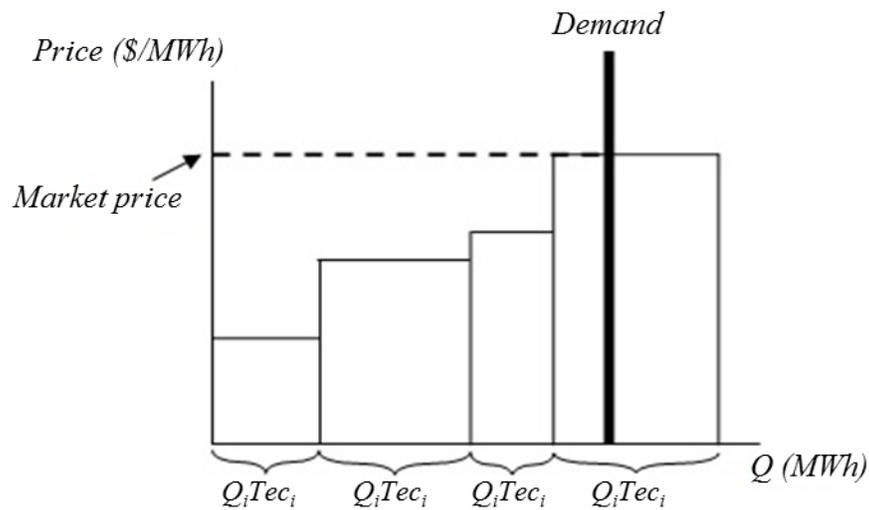


Figura 15. Formación del precio (Demanda y oferta)

Fuente: Tomada de (Dyner et al. 2013)

Para la formación del precio en el modelo, es necesaria información suministrada por varios de los módulos del modelo, como lo presenta la Figura 16:

- Del módulo de capacidad instalada son necesarias los reportes de disponibilidad de capacidad que hace cada tecnología para el despacho.
- Del módulo de indicadores financieros se necesitan los costos de generación por tecnología con los que se harán las ofertas en el despacho.
- Para el cálculo del despacho se debe tener en cuenta el valor de la demanda de electricidad perteneciente al módulo de demanda de electricidad para determinar el cruce entre la demanda y oferta, y así determinar el precio del mercado.

A su vez, al determinarse en este módulo el precio del mercado y las cantidades generadas por tecnologías, esta información es suministrada a los módulos de indicadores financieros y demanda de electricidad.



Figura 16. Estructura del módulo de formación del precio

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.4 Módulo demanda de electricidad

En este módulo se establece principalmente el cálculo de la demanda de electricidad formada principalmente por: demanda de electricidad residencial y demanda de electricidad de otros sectores. En la demanda de electricidad residencial se hace un modelado desagregado por viviendas las cuales pueden tomar medidas de microgeneración, de eficiencia energética y/o conservación (cada una de estas medidas se detallarán en el módulo de demanda residencial). En la Figura 17 se presenta una estructura general del modelado de este módulo.

En cuanto al modelado de la demanda de otros sectores, interviene principalmente el precio de electricidad y el PIB y se hace un modelado a través de elasticidades presentado en la ecuación 5 planteada inicialmente por (Kleinpeter 1996):

$$DemandaOtrosSectores_t = a * I_{t-1}^b * P_{t-1}^c \quad (5)$$

Donde I se refiere al valor del PIB en el período t-1

P se refiere al precio de electricidad en el período t-1

a es el coeficiente de calibración

b y c se refieren a las elasticidades ingreso- demanda y precio- demanda estimadas en 1.25 y -0.03 respectivamente.

Para el modelado desagregado de la demanda residencial, se hace un modelamiento de la población organizado en viviendas. Dentro de los supuestos del modelo al respecto se encuentra que la tasa anual de crecimiento de la población colombiana es de 1.3% según las proyecciones de la CEPAL, adicionalmente se tiene como supuesto que una familia está compuesta por 3.6 personas (DANE 2010) y las viviendas requeridas por familia son de 1.01 (DANE 2013).

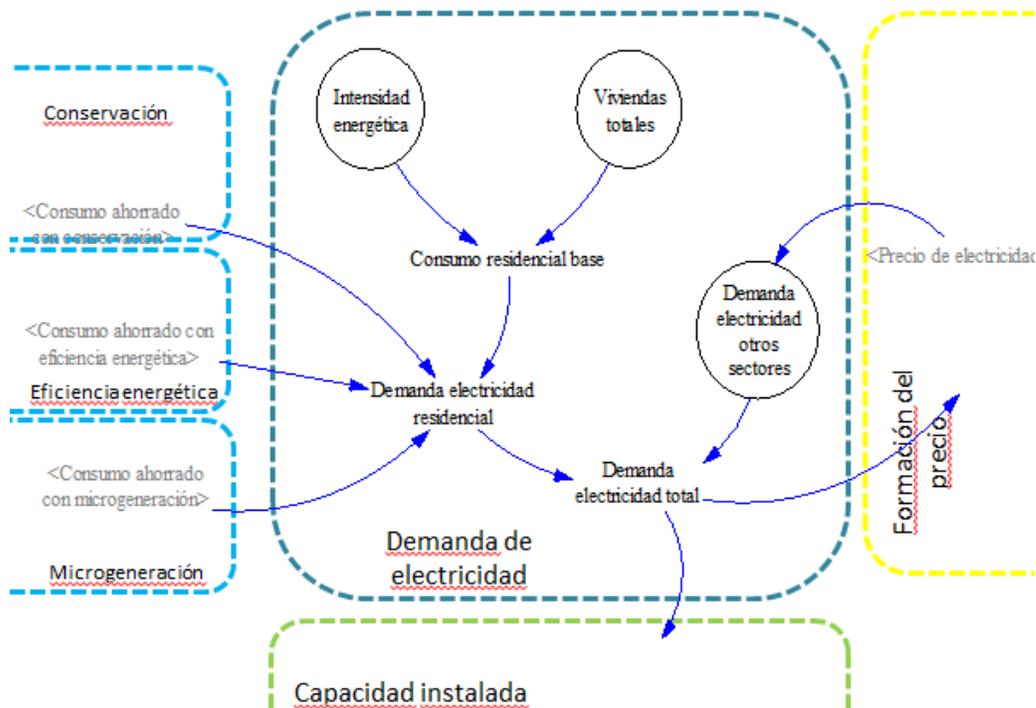


Figura 17. Estructura del módulo Demanda de electricidad

Fuente: elaboración propia.

El modelamiento de la población total se encuentra representado en la ecuación 6:

$$\frac{dPoblación}{dt} = P_0 * crecimiento poblacional \quad (6)$$

Para determinar el consumo de electricidad por vivienda se consideró la variable Intensidad energética en el modelo. La intensidad energética es definida como la cantidad de MWh consumidos por una familia promedio en un mes. En el cálculo de la intensidad se tiene en cuenta como tasa de crecimiento del PIB. La ecuación 7 representa el modelado de la intensidad energética en el modelo.

$$\frac{dIntensidad\ energética}{dt} = IE_0 * crecimiento\ PIB \quad (7)$$

Teniendo en cuenta el modelado de las viviendas y de la intensidad energética, se determina el consumo residencial en ausencia de políticas como la multiplicación del número de viviendas por la intensidad energética, representado de la siguiente manera:

$$Consumoresidencial = IE * V_{totales} \quad (8)$$

Ahora bien, con el consumo residencial en ausencia de políticas y el consumo ahorrado a través de las diferentes políticas aplicadas a nivel residencial, se logra determinar la demanda residencial. El consumo ahorrado por las políticas de demanda, es suministrado por cada uno de los sub módulos de demanda residencial (microgeneración, eficiencia energética y conservación) (ver ecuación 9).

$$Demanda\ residencial = Consumoresidencial - (CAhMicro + CAhEfi + CAhCons) \quad (9)$$

El cálculo de la demanda de electricidad total es la suma de la demanda de otros sectores y la demanda residencial. El valor de la demanda de electricidad del sistema alimenta otros módulos como lo son: capacidad instalada y formación de precio.

#### 4.2.5 Módulo Demanda residencial

Este módulo se analiza teniendo en cuenta políticas en tres grupos: microgeneración, eficiencia energética y conservación de energía. En cada uno de estos grupos se presenta el mismo esquema de toma de decisiones que consta de dos procesos: un proceso de conocimiento que representa el conjunto de deseos y un proceso de selección de tecnología que representa el conjunto de oportunidades al que se ve expuesto el consumidor. Este esquema es presentado en la Figura 18.

En el proceso de conocimiento, se parte del supuesto de que todas las viviendas desconocen la tecnología (ya sean paneles solares para microgeneración, neveras, estufas o lavadoras eficientes para eficiencia energética y hábitos verdes para conservación). Las viviendas atraviesan un proceso de conocimiento de tecnología el cual permite que las viviendas deseen seleccionar determinada tecnología, para realizar este proceso dentro del modelo se recurrió al modelo de difusión de Bass (Bass 1969).

En el proceso de selección de tecnología, se parte del supuesto de que todas las viviendas conocen la tecnología, sin embargo no todas la seleccionan. En este proceso está inmerso el conjunto de oportunidades del cual dispone el consumidor y que en últimas influye en su decisión de seleccionar o no determinada tecnología. Para el modelado de este proceso de selección, se recurrió al customer choice en los submódulos de microgeneración y eficiencia energética.

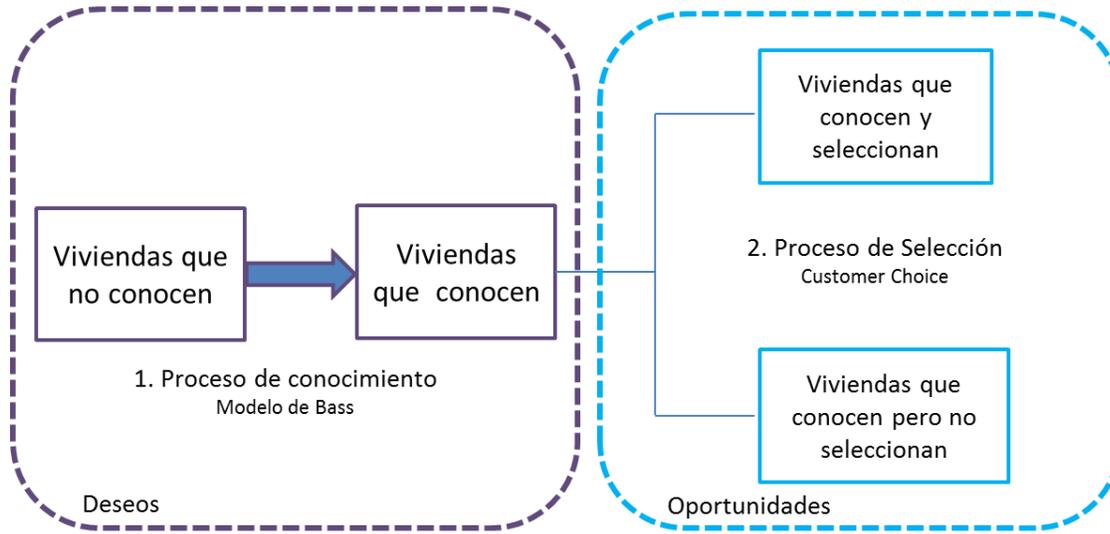


Figura 18. Proceso de toma de decisiones del consumidor residencial

A continuación se presentan con detenimiento algunos supuestos y las principales ecuaciones de cada uno de los sub módulos de Demanda Residencial.

- **Microgeneración:**

En el submodelo de microgeneración, partiendo del supuesto de que la población residencial de Colombia que tenga o no como residencia un apartamento tiene la opción de autogenerar su electricidad desde su vivienda a partir de paneles solares, para ello, es necesario determinar el costo que tiene para el usuario esta autogeneración, a través del Costo Nivelado de Energía o LCOE (por sus siglas en inglés). La ecuación con la cual se determina el costo nivelado de energía para microgenerar a partir de paneles solares se presenta a continuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \left[ \frac{C_t}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=0}^n \left[ \frac{E_t}{(1+r)^t} \right]} \quad (\$/Kwh) \quad (10)$$

Donde,

Energía Generada ( $E_t$ ) es la energía total generada por los sistemas fotovoltaicos dependiendo de la capacidad instalada ( $C_i$ ), de la eficiencia de los equipos en cada año, del factor de carga ( $F_c$ ), del número de horas al año, del ratio de degradación de la

eficiencia anual ( $d_t$ ) igual a un 1%<sup>2</sup> y de la vida útil ( $t$ ) de los equipos, como se muestra en la ecuación 11.

$$E_t = C_i * (1 - d_t)^t * F_c * 8640 \quad (11)$$

Donde,

Costos Totales ( $C_t$ ) son los costos totales de los sistemas fotovoltaicos durante su vida útil correspondientes a la inversión inicial y a los reemplazos de baterías (deben cambiarse cada 5 años).

Tasa de interés de descuento ( $r$ ) es la tasa de descuento que mide la aversión al riesgo.

Una vez determinado el costo nivelado de energía para microgenerar, se inicia con el esquema de toma decisiones: 1) proceso de conocimiento y 2) proceso de selección.

El proceso de conocimiento para microgenerar se realiza a través del modelo de difusión de Bass descrito a continuación:

Formulación y descripción	Unidades
$\frac{dVnC}{dt} = NV - PC$ <p>Las viviendas que no conocen la tecnología (<math>VnC</math>) se incrementan con el flujo de entrada crecimiento de nuevas viviendas (<math>NV</math>) y disminuyen con el flujo Proceso de Conocimiento (<math>PC</math>)</p>	Viviendas
$\frac{dVC}{dt} = PC$ <p>Las viviendas que conocen la tecnología (<math>VC</math>) se incrementan con el flujo de entrada proceso de conocimiento (<math>PC</math>). Este flujo se afecta por el modelo de Bass.</p>	Viviendas
Formulación y descripción	Unidades
$PC = BB + Ap$ <p>El proceso de conocimiento (<math>PC</math>) se calcula por la suma entre la adopción boca-boca y la adopción por publicidad (<math>Ap</math>) (Bass 1969)</p>	Viviendas
Formulación y descripción	Unidades
$BB = \frac{q * i * VC * Vp}{Vt}$ <p>La adopción boca-boca (<math>BB</math>), se describe por las viviendas totales (<math>Vt</math>), las viviendas potenciales (<math>Vp</math>), la fracción de adopción (<math>i</math>), la tasa de contacto (<math>q</math>) y los adoptadores o viviendas que</p>	Viviendas

<sup>2</sup>Esta tasa implica que cada año la energía que genera el sistema fotovoltaico decrece en un 1% respecto a lo generado en el año inmediatamente anterior. Este es un escenario conservador si se tiene en cuenta trabajos presentados en la literatura (Jiménez et al. 2014).

Formulación y descripción	Unidades
conocen ( $VC$ ).	
Formulación y descripción	Unidades
$Ap = Vp * p$	Viviendas
La adopción por publicidad ( $Ap$ ), se describe por las viviendas potenciales ( $Vp$ ) y el coeficiente de innovación ( $p$ ).	

El proceso de seleccionar la tecnología para microgenerar se realiza a través del esquema de customer choice que permite evaluar las oportunidades que tienen los consumidores en la toma de decisiones. A continuación se describe el proceso:

Formulación y descripción	Unidades
$AR_i = \frac{C_i^{-\gamma}}{\sum_j C_j^{-\gamma}}$	%
$i = 1, 2, \dots k; j = 1, 2, \dots k$	

Donde  $i$  = tecnología,  $\gamma$  = un parámetro que indica la voluntad de cambiar ( $\gamma > 0$ ), las características de la tecnología  $C_i$ = el precio y  $C_j$ = precio electricidad de la red.

Formulación y descripción	Unidades
$\frac{dVCnS}{dt} = PC - RM$	Viviendas
Las viviendas que conocen pero no seleccionan la tecnología ( $VCnS$ ) se incrementan con el flujo de entrada de nuevas viviendas que no seleccionan microgeneración ( $VnSM$ ) y disminuye con el flujo Re selección micro ( $RM$ ).	
Formulación y descripción	Unidades
$\frac{dVM}{dt} = VCCM + VCnCM + RM$	Viviendas
Las viviendas con microgeneración ( $VM$ ) se incrementan con el flujo de entrada de nuevas viviendas que conocen y creen en la microgeneración ( $VCCM$ ), el flujo de nuevas viviendas que conocen pero no creen en la microgeneración ( $VCnCM$ ) y con el flujo Reselección micro ( $RM$ ). Estos flujos se afectan por $AR$	

- **Eficiencia energética:**

Para modelar la eficiencia energética se utilizaron 3 electrodomésticos distintos a sustituir en concordancia a las metas planteadas en el plan de acción del PROURE los cuales son: (1) neveras, (2) lavadoras y (3) estufas eléctricas. Este último electrodoméstico tiene una

tendencia a desaparecer y ser sustituido por el gas natural o el GLP, no obstante, todavía el 23.5% de la población colombiana posee dicho electrodoméstico en sus viviendas.

Al igual que en la microgeneración se hizo un análisis de decisiones de dos etapas, en la primera etapa se utilizó el modelo de Bass, explicado anteriormente en la sección de microgeneración y por medio del cual los individuos conocen la tecnología y posteriormente se evalúa si económicamente es factible la selección de los electrodomésticos eficientes. Para la etapa de selección de la tecnología, la población se dividió en creen y seleccionan, y creen y no seleccionan la tecnología.

A continuación se presenta la descripción general de selección de tecnología de equipos eficientes:

Inicialmente, debe determinarse el costo mensual equivalente que permite trasladar los costos de la inversión inicial, mantenimiento y operación a una cifra mensual. Este CME permite comparar la tarifa de la red con lo ahorrado por la sustitución del electrodoméstico. Ver ecuación 12.

$$CME_i = \frac{CI_i * r_i * (1 + r_i)^{t_i}}{(1 + r_i)^{t_i} + CO_i} \quad (12)$$

Donde,

$i$  = representa la tecnología (neveras, lavadoras, estufas)

$CI_i$  = inversión inicial,

$r_i$  = tasa de interés

$t_i$  = tiempo de inversión

$CO_i$  = costo de operación.

A continuación se realiza la descripción de las principales variables para la viabilidad económica de la sustitución de los electrodomésticos  $i$  = neveras, lavadora o estufas.

Formulación y descripción	Unidades
Customer Choice	
$AR_i = \frac{C_i^{-\gamma}}{\sum_j C_j^{-\gamma}}$	%
$i = 1, 2, \dots k; j = 1, 2, \dots k$	
Donde $i$ = tecnología (neveras, lavadoras o estufas), $\gamma$ = un parámetro que indica la voluntad de cambiar ( $\gamma > 0$ ), $C_i$ = las características del electrodoméstico (costo mensual equivalente) y $C_j$ = precio electricidad de la red.	
Formulación y descripción	Unidades
$\frac{dVCnS_i}{dt} = VnS_i - RE_i$	Vivienda

Formulación y descripción	Unidades
Las viviendas que conocen pero no seleccionan la tecnología eficiente ( $VCnS_i$ ) se incrementan con el flujo de entrada de nuevas viviendas que no seleccionan la tecnología ( $VnS_i$ ) y disminuye con el flujo Re selección eficiencia ( $RE_i$ ).	
Formulación y descripción	Unidades
$\frac{dVE_i}{dt} = VCC_i + VCnC_i + RE_i$	Vivienda
Las viviendas eficientes que poseen la tecnología $i$ ( $VE_i$ ) se incrementan con el flujo de entrada de nuevas viviendas que conocen y creen en la selección de tecnologías eficientes ( $VCC_i$ ), el flujo de nuevas viviendas que conocen pero no creen en la sustitución de electrodomésticos ( $VCnC_i$ ) y el flujo Reselección eficiencia ( $RE_i$ ).	

- **Conservación:**

Al igual que el modelo de microgeneración y el modelo de eficiencia, las viviendas a conservar realizan un proceso de Bass para conocer la conservación como una técnica de ahorro de electricidad. Posteriormente se analiza si las viviendas están dispuestas a cambiar sus hábitos.

El modelo de sustitución de hábitos está ligado al comportamiento y las creencias de las viviendas, por tanto el modelo de simulación está basado en las viviendas que conservan y aquellas que conocen pero no lo hacen inmediatamente.

Formulación y descripción	Unidades
$\frac{dVCS}{dt} = VCCCS + RCS$	Vivienda
Las viviendas que conservan ( $VCS$ ) se incrementa con el flujo de entrada de nuevas viviendas que conocen y creen en la conservación ( $VCCCS$ ) y el flujo de entrada de viviendas que vuelven a considerar la conservación ( $RCS$ ).	
Formulación y descripción	Unidades
$\frac{dVCnSCS}{dt} = VnSCS - RCS$	Vivienda
Las viviendas que conocen pero no seleccionan la conservación crecen ( $VCnSCS$ ) a partir del flujo de las nuevas viviendas que no seleccionan la conservación ( $VnSCS$ ) y disminuye con el flujo de salida de viviendas que reconsideran la conservación ( $RCS$ ).	

Una vez determinadas las viviendas que microgeneran, seleccionan electrodomésticos eficientes y conservan energía es posible determinar el ahorro generado por cada una de estas viviendas. Este ahorro es la información que se suministra al módulo de demanda de electricidad para hacer el cálculo de la demanda residencial.

#### 4.2.6 Módulo Políticas y regulaciones

Este módulo presenta las políticas aplicadas en el modelo para mitigar los gases de efecto invernadero en el sistema eléctrico colombiano. Por el lado de la oferta se aplican dos políticas: impuesto al carbono y Feed-in tariff; por el lado de la demanda se aplican subsidios monetarios para el cambio tecnológico, eliminación de tasas de interés y divulgación de la tecnología a través de campañas publicitarias.

##### **Políticas por el lado de la oferta:**

- **Impuesto al carbono:** El impuesto al carbono consiste en un cargo que se le suma a cada combustible fósil proporcionalmente a la cantidad de carbono emitido cuando éste es quemado (Baranzini et al. 2000). La fundamentación teórica de este impuesto consiste en un costo ambiental que es incluido en los costos totales (Lin & Li 2011).

La manera como se incluyó esta política dentro del modelo fue a través de la internalización de un costo de emisión (asociado a un precio del carbono) en los costos de generación de las tecnologías que utilicen combustibles fósiles. En la Figura 15 se presentó la formación del precio a partir del despacho con mérito en el sistema eléctrico, en la Figura 19 se presenta de qué manera este costo de emisión se internaliza en las ofertas de cada una de las tecnologías y cómo esta internalización tiene un efecto en el mercado eléctrico.

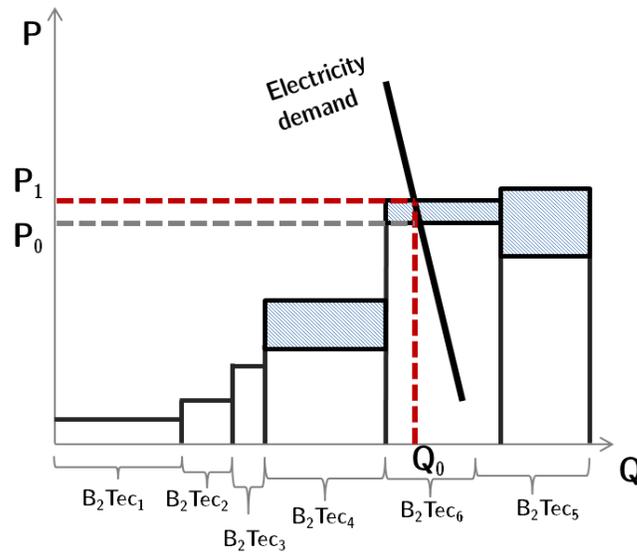


Figura 19. Despacho por mérito con internalización de costos de carbono.

En la Figura 19 se presenta que los generadores con combustibles fósiles deben incrementar sus ofertas de precio debido a las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costos asociados a su generación. En dicha figura, se asume que las plantas 4, 5 y 6 son tecnologías basadas en combustibles fósiles, y por tanto estas tecnologías son las que incrementan sus costos. Sin embargo se debe tener en cuenta que el incremento en sus costos es proporcional a las emisiones que cada tecnología realice, existen tecnologías que producen mayor número de emisiones que otras y por tanto sus costos serán mayores.

En la Figura 19 se observa que la planta 6 produce menos emisiones que la planta 5, y por tanto sus costos de emisión son menores, al suceder esto, la planta 6 desplaza a la planta 5 en el orden de mérito y es despachada (aunque no completamente). En este caso, la internalización de los costos de emisión incrementa el precio del mercado, pasando de P<sub>0</sub> a P<sub>1</sub>, siendo consistente con lo planteado en la literatura (Kim et al., 2010; Nelson, Kelley and Orton 2012).

Ahora bien, en esta tesis se hace una propuesta alternativa al impuesto al carbono, en donde la internalización de costos de carbono no se traslada totalmente al consumidor en el precio de electricidad.

El precio de electricidad bajo esta nueva propuesta de política es especificada en las siguientes ecuaciones:

$$p1_i = \text{Max}(p0, G\text{Cost}_i) \quad (13)$$

$$P = p0 + \Delta p \quad (14)$$

$$\Delta p = \sum_{i=1}^n \frac{(P1_i \cdot B2_i - p0 \cdot B1_i)}{D} \quad (15)$$

Donde,

$p0$  es el precio de electricidad sin costos de emisión

$GCost_i$  es el costo de generación de la tecnología  $i$  cuando son internalizados los costos de emisión.

$B2_i$  es la cantidad de electricidad generada por la tecnología  $i$  en ausencia de la internalización de los costos de emisión.

$B1_i$  es la cantidad de electricidad generada por la tecnología  $i$  cuando se internalizan costos de emisión.

$D$  es la demanda de electricidad total.

Con esta propuesta del impuesto al carbono no se internaliza totalmente el costo de emisión de la planta marginal, sino que los costos son distribuidos entre todos los ofertantes (principalmente para la formación del precio), suavizando el incremento en el precio a los consumidores. Este mecanismo tiene una estructura interesante ya que provee señales al incrementar el precio de electricidad, haciendo las tecnologías basadas en combustibles fósiles más costosas, pero reduciendo el impacto en la demanda.

- **Feed-in tariff:** Para la implementación del Feed-in tariff como incentivo para las tecnologías renovables, en esta tesis se asume como pago una prima fija por cada kWh generado por tecnologías renovables (para esta tesis el Feed-in tariff solo se aplica a solar y eólica). Esta prima se internaliza en el precio de electricidad de la siguiente manera:

$$Electricityprice = p0 + \frac{\sum_{i=0}^n Tariff_i * Gen_i}{Electricitydemand} \quad (16)$$

Donde:  $i$  es la tecnología renovable con Feed-in tariff,

$p0$  es el precio de electricidad sin incentivos,

$Gen_i$  es la electricidad generada por la tecnología  $i$ .

### Políticas por el lado de la demanda:

La aplicación de políticas para mitigar gases de efecto invernadero se aplicaron para los tres grupos en los que se analizó la demanda: microgeneración, conservación de energía y eficiencia energética en neveras, estufas y lavadoras. Las políticas aplicadas fueron: subsidio monetario para la compra de la tecnología, eliminación de tasas de interés para la compra de la tecnología y divulgación a través de campañas de mercadeo y publicidad.



### 4.3.1 Validación de la estructura

#### Verificación de parámetros:

Con esta prueba se busca comprobar los parámetros del modelo con la información existente en el sistema real, con el fin de evaluar la correspondencia de forma conceptual y numérica con la realidad. Dentro de los parámetros más importantes que fueron considerados en el modelo se encuentran: los planes de expansión en capacidad y los costos de combustibles.

En los planes de expansión en capacidad se consideró la entrada de 10 proyectos de expansión asignados mediante subastas del Cargo por Confiabilidad (política actual del gobierno colombiano para garantizar seguridad de suministro). En la Tabla 14 se presentan los proyectos de expansión, con su respectiva capacidad, la fecha posible de entrada y la tecnología que representan.

Tabla 14. Proyectos de expansión en capacidad instalada del mercado eléctrico colombiano

Proyecto	Capacidad MW	Tecnología	Entrada
<b>Gecelca3</b>	164	Carbón	abr-15
<b>Cucuana</b>	60	Hidráulica	jun-15
<b>Quimbo</b>	420	Hidráulica	sep-15
<b>C.Lleras</b>	78	Hidráulica	dic-15
<b>San Miguel</b>	42	Hidráulica	dic-15
<b>Tasajero II</b>	160	Carbón	dic-15
<b>Gecelca32</b>	250	Carbón	abr-16
<b>TermoNorte</b>	88	Líquidos	dic-17
<b>Porvenir II</b>	352	Hidráulica	dic-18
<b>Ambeima</b>	45	Hidráulica	ene-19
<b>Pescadero Ituango</b>	1200	Hidráulica	ago-19
<b>Total</b>	2859		

Fuente: (XM 2015)

En cuanto a los costos de combustibles se recurrió a la estimación de los precios de los energéticos usados comúnmente para generación de energía eléctrica elaborada por la UPME para el período 2014-2038 (UPME 2014). Estos precios fueron calculados a partir de información del mercado internacional de energía y la aplicación de la normatividad local existente para cada uno de los energéticos que actualmente los generadores utilizan para la actividad de producción de electricidad.

La Figura 20, Figura 21, Figura 22 y Figura 23 presentan las proyecciones elaboradas por la UPME para el precio del Fuel Oil, Carbón, Gas (costa) y Gas (interior). En el modelo se utilizó el valor promedio de los diferentes escenarios y empresas para cada uno de los combustibles.

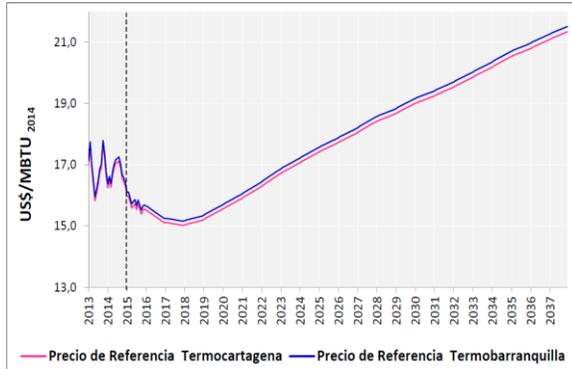


Figura 20. Proyecciones del precio de referencia del Fuel Oil para las plantas Termobarranquilla, Temocartagena

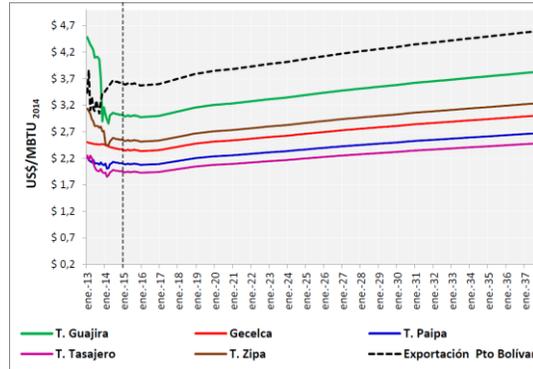


Figura 21. Proyecciones del precio del carbón escenario de referencia en termoguajira, termotasajero, gecelca, termozipa y termopaipa

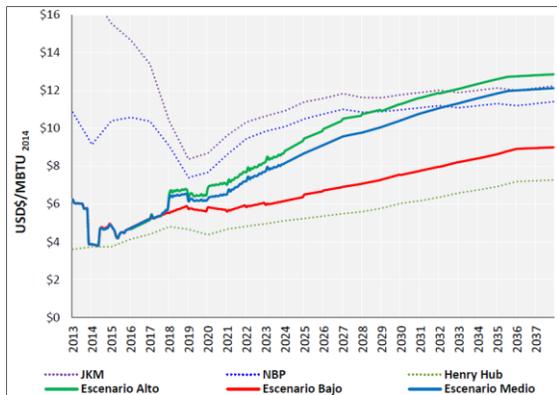


Figura 22. Proyección del precio del gas (costa)

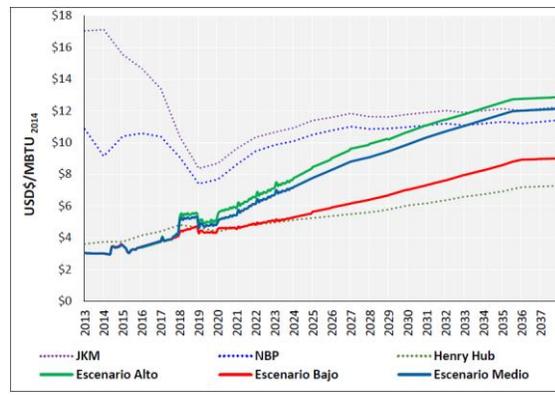


Figura 23. Proyección del precio del Gas Natural (interior)

Fuente: (UPME 2014)

A continuación se presenta una lista de los parámetros más importantes del modelo. Los parámetros que tienen el símbolo (\*), fueron estimados a partir de la calibración del modelo, dado que no hay información disponible sobre ellos, los parámetros restantes se encuentran detallados en las ecuaciones del modelo presentado en el anexo A.

Tabla 15. Listado de parámetros utilizados en el modelo

Nombre	Valores	Significado	Fuente
Costos de	Serie de valores de costos de	Costo de inversión por	Datos

inversión	inversión para las principales tecnologías	tecnología	suministrados por expertos de generación eléctrica de Colombia.
Aportes hídricos medios históricos	Serie de valor promedio para cada mes del año	Serie con los valores promedios de los aportes hídricos de las principales cuencas en Colombia	(XM 2015)
Capacidad máxima embalse (inicial)	17429568,45 MWh	Es la suma de la capacidad máxima de todos los embalses del Sistema eléctrico colombiano a dic de 2014.	(XM 2015)
Factores de disponibilidad	Gas:0.92 Fuel oil:0.8 Carbón: 0.93 Eólica: {0.47; 0.53; 0.54;0.50;0.49;0.59;0.63;0.54;0.30;0.21; 0.25;0.36} Hidráulica: :0.84 Solar:{0.24;0.26;0.26;0.26;0.26;0.26;0.28;0.26;0.26; 0.24;0.22;0.22} Filo de agua: 0.72	Se refiere a la disponibilidad de generación promedio anual de cada una de las tecnologías.	Solar: Mapa de vientos (UPME 2000) Eólica: Atlas solar (UPME 2006) Hidráulica y termo: (XM 2015)
Elasticidad ingreso demanda	1.25	Elasticidad empírica con respecto al PIB, explica la influencia del PIB sobre la demanda de electricidad.	(Westley 1989)
Elasticidad Precio demanda	-0.03	Elasticidad empírica con respecto al precio, explica la influencia del precio de la electricidad sobre la demanda de electricidad.	(Westley 1989)
% de demanda residencial	0.4	Representación del sector residencial en la demanda de electricidad nacional.	(Universidad Nacional de Colombia & UPME 2006)
Intensidad energética*	0.147	Consumo promedio de electricidad mensual de cada vivienda (MWh/mo)	Los autores con datos de: (Universidad Nacional de Colombia & UPME 2006)
Tasa crecimiento de la intensidad	0.001406	Crecimiento de la intensidad energética	Los autores

energética*			
Hogares por vivienda	1.03	Promedio del número de hogares (familia) por vivienda	(DANE 2013)
Habitantes en cada hogar	3.6	Promedio de número de habitantes por hogar en Colombia	(DANE 2013)
Fracción de adopción	0.001/0.03	Corresponde a valores de la adopción cuando existe una débil (0.001) o fuerte (0.03) boca-boca. Estos valores son iguales para microgeneración, eficiencia y conservación.	(Sterman 2000)
Tasa interés anual	0.279	Tasa de interés máxima permitida en el sistema financiero colombiano para acceder a un crédito de libre inversión	(Superfinanciera, 2013)
Tiempo de la inversión*	3	Tiempo (en años) durante el cual se difiere la inversión realizada para comprar un panel	Los autores
Crecimiento poblacional	2012-2014: 0.0137	Proyección de la tasa promedio anual de crecimiento de la población colombiana	(Barlas 1994)
	2015-2019: 0.0124		
	2020-2024: 0.0110		
	2025-2029: 0.0096		
	2030-2032: 0.0081		

Fuente: Adaptado (Zapata 2015)

### Prueba de condiciones extremas:

En esta prueba se asignaron valores extremos a las siguientes variables con el objetivo de analizar el comportamiento del sistema y detectar anomalías en la estructura:

- Indisponibilidad de generación de todas las tecnologías
- Demanda de electricidad igual a cero

A continuación se presentan los resultados para cada una de las anteriores condiciones.

- **Indisponibilidad de generación de todas las tecnologías:** Si todas las tecnologías no pudieran generar como se muestra en la Figura 24, se presentaría racionamiento todo el tiempo y el precio de bolsa sería el precio de escasez como lo muestra la Figura 25.

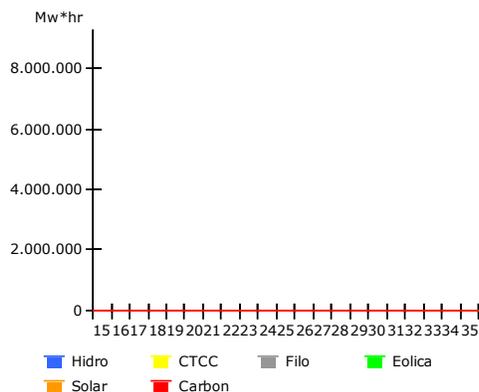


Figura 24. Generación de electricidad con indisponibilidad de todas las tecnologías

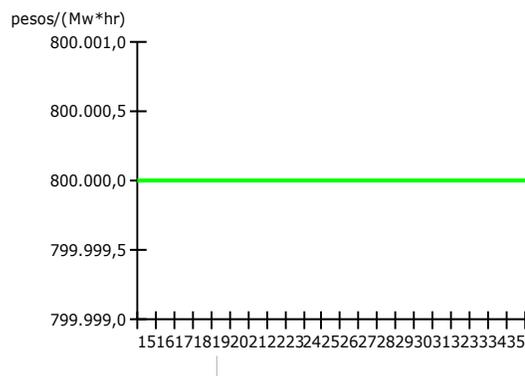


Figura 25. Precio de electricidad con indisponibilidad de todas las tecnologías.

- **Demanda de electricidad igual a cero:** Al tener una demanda de electricidad en cero como se presenta en la Figura 26, no se genera con ninguna tecnología y el precio de la electricidad sería siempre cero como se presenta en la Figura 28, adicionalmente con la capacidad ocurre un comportamiento diferente, debido a que se cuenta con una capacidad inicial, ésta disminuye en el tiempo debido a que no se generan utilidades y se desinstala la capacidad que había en el inicio de la simulación.

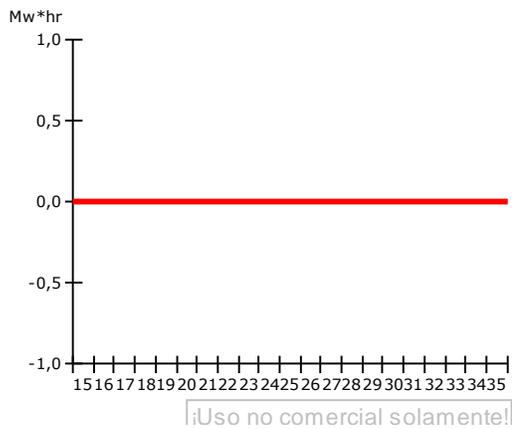


Figura 26. Demanda de electricidad bajo la condición extrema de ausencia de demanda.

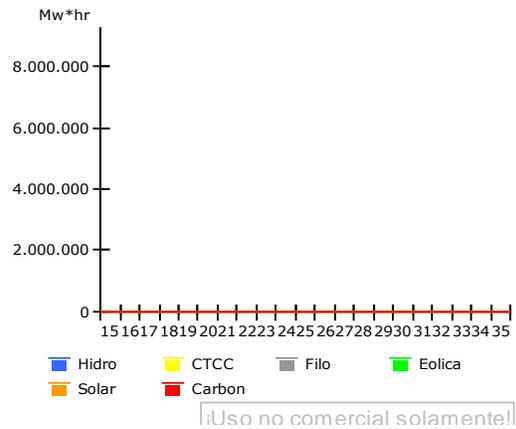


Figura 27. Generación de electricidad en ausencia de demanda de electricidad.

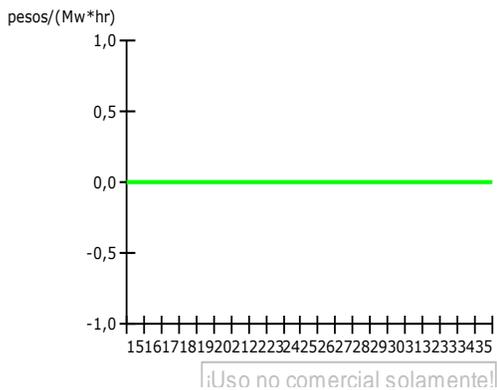


Figura 28. Precio de electricidad en ausencia de demanda de electricidad

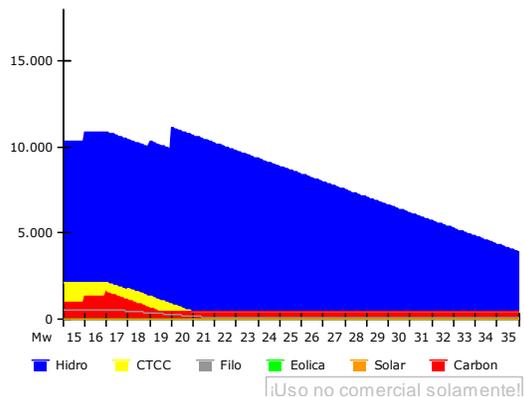


Figura 29. Capacidad instalada en ausencia de demanda de electricidad

**Prueba de los límites del modelo:**

Esta prueba busca responder cuáles variables deben ser endógenas y cuáles exógenas al modelo de acuerdo al propósito para el que fue construido y con el fin de determinar si se deben agregar relaciones o eliminar aquellas innecesarias. La Tabla 16 presenta la distribución de las principales variables endógenas y exógenas del modelo.

Tabla 16. Variables endógenas y exógenas del modelo

Módulo	Variables exógenas principales	Variables endógenas principales
Capacidad instalada	Planes de expansión	Inversión
	Tiempos de construcción capacidad	Desinversión
	Factores de disponibilidad	Margen de energía
	Aportes hídricos medios históricos	Capacidad instalada
	Capacidad máxima del embalse (valor inicial)	Capacidad en construcción
		Embalse
Indicadores financieros	Costos de combustibles	Utilidades
	Costos de inversión- Curvas de aprendizaje	Costo de emisión
	Costos de operación	Costo de generación
		Factor de carga
Formación de precio	Generación de seguridad	Precio de electricidad
		Generación por tecnología
Demanda de electricidad	Elasticidad precio-demanda	Demanda de electricidad otros sectores
	Elasticidad precio-PIB	Demanda total del sistema
	PIB	Intensidad energética
	Crecimiento poblacional	Viviendas
	Crecimiento intensidad energética	
Demanda residencial	Inversión inicial nuevas tecnologías	Viviendas con microgeneración
	Gama para los modelos de difusión en microgeneración y eficiencia energética	Viviendas con eficiencia energética
	Tasas de interés	Viviendas con conservación de energía
	Vida útil tecnología	Demanda residencial
Políticas y regulaciones	Precio al carbono	Precio de electricidad con internalización de políticas
	Feed-in tariff	
	Precio política difusión	
	Tasa de interés	

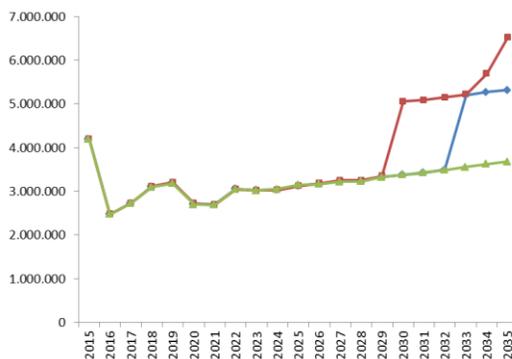
**Prueba de consistencia dimensional:**

Cada uno de los niveles, flujos, parámetros y variables que fueron considerados en el modelo están relacionados de tal forma que siempre existe consistencia dimensional. Para asegurar esta consistencia inicialmente se hizo una revisión detallada de las ecuaciones del modelo. Posteriormente, se usó como herramienta de verificación el Software PowerSim 9 considerando que esta herramienta tiene como prerequisite para realizar las simulaciones que el modelo tenga consistencia dimensional. Como consecuencia, se concluye que el modelo construido supera la prueba de consistencia dimensional. En el anexo A se puede apreciar las ecuaciones del modelo y su respectiva consistencia dimensional.

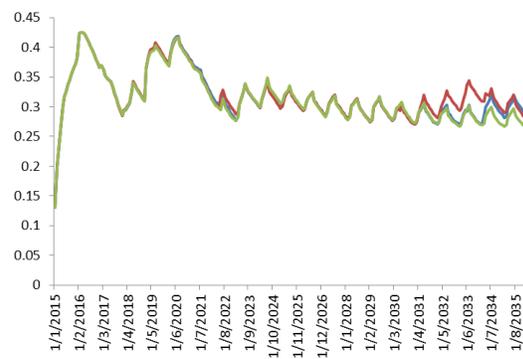
### 4.3.2 Validación del comportamiento

**Prueba de sensibilidad del modelo:** para esta prueba se realizó un análisis de sensibilidad a algunos parámetros tales como: el valor del precio del carbono, el valor del Feed-in tariff para eólica y solar y el valor de los precios de los combustibles. En cada uno de los casos analizados se hicieron 2 simulaciones para considerar límites superiores e inferiores alejados un 25% del valor base. Se hizo análisis de sensibilidad a estos parámetros dado que están directamente relacionados con las políticas para reducir emisiones en el sistema. Para cada uno de los casos se analizó los efectos en 3 variables importantes para el mercado y que determinan criterios importantes en el modelo como son las emisiones, el precio de electricidad y el margen del sistema (este último asociado a la seguridad de suministro del sistema), adicionalmente se determinó el porcentaje de penetración de energías renovables para cada uno de los casos.

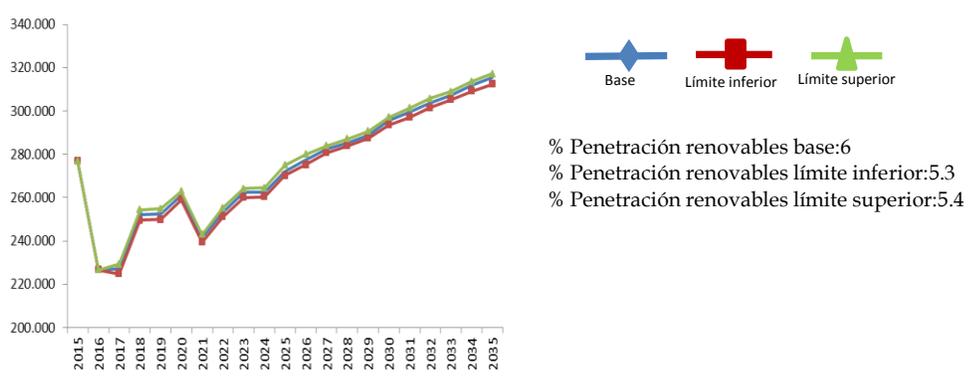
- Sensibilidad al precio del carbono: en la Figura 30 se ilustra el efecto de cambios en el precio de carbono y los efectos en las emisiones del sector (Figura 30a), el margen de energía (Figura 30b) y el precio de la electricidad (Figura 30c). Es posible notar que las variables son sensibles a los cambios en el parámetro, sin embargo, a pesar de las variaciones se conserva la dinámica del sistema.



a. Emisiones (tCO<sub>2</sub>)



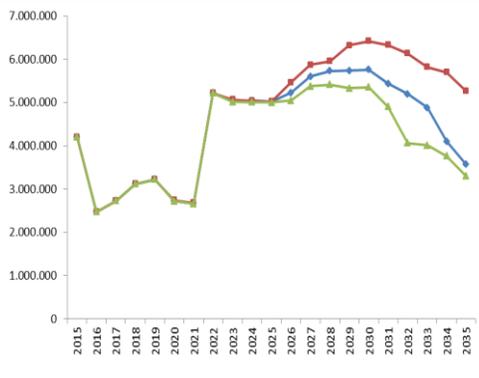
b. Margen de energía (%)



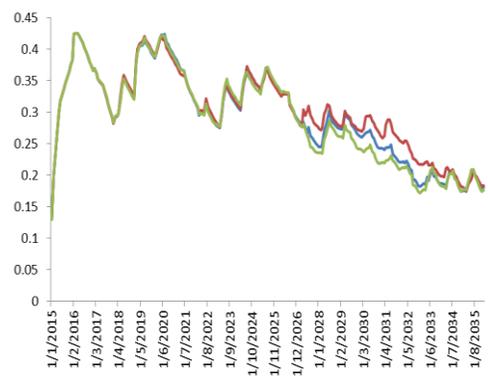
c. Precio de electricidad (pesos/MWh)

Figura 30. Resultados del modelo frente a sensibilidades al precio del carbono.

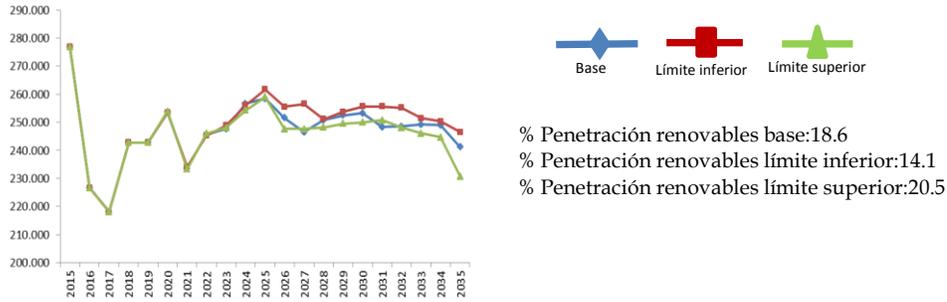
- Sensibilidad al Feed-in tariff: en la Figura 31 se ilustra el efecto de cambios en el precio del Feed-in tariff y los efectos en las emisiones del sector (Figura 31a), el margen de energía (Figura 31b) y el precio de la electricidad (Figura 31c). Es posible notar que las variables son sensibles a los cambios en el parámetro, sin embargo, a pesar de las variaciones se conserva la dinámica del sistema.



a. Emisiones (tCO2)



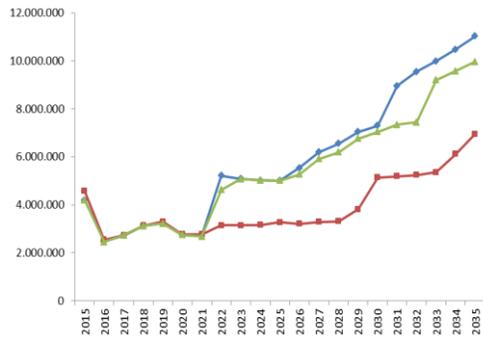
b. Margen de energía (%)



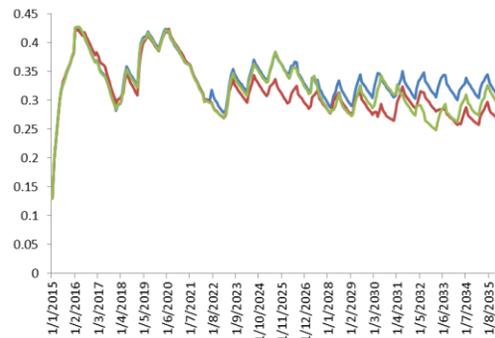
c. Precio de electricidad (pesos/MWh)

Figura 31. Resultados del modelo frente a sensibilidades al precio del feed-in tariff

- Sensibilidad a los precios de los combustibles: para el análisis de sensibilidad frente a las variaciones en los precio de combustibles se utilizaron los escenarios planteados por la UPME en su informe de proyección de precios de combustibles para generación eléctrica (UPME 2014). En dicho informe se plantearon un escenario medio (utilizado en el modelo), un escenario alto y un escenario medio para el precio de los combustibles. Los resultados se presentan en la Figura 32, donde se ilustran los efectos de las variaciones de los precios de los combustibles en las emisiones del sector (Figura 32a), el margen de energía (Figura 32b) y el precio de la electricidad (Figura 32c). Es posible notar que las variables son sensibles a los cambios en el parámetro, sin embargo, a pesar de las variaciones se conserva la dinámica del sistema.



a. Emisiones (tCO2)



b. Margen de energía (%)

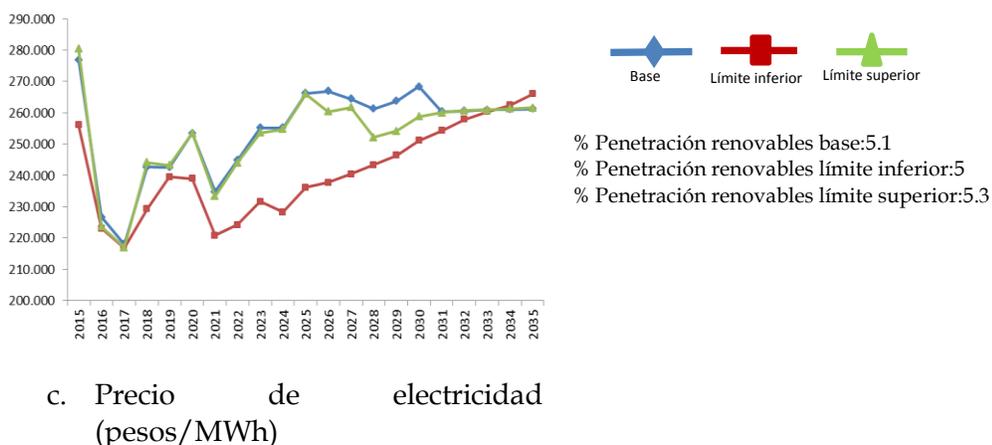


Figura 32. Resultados del modelo frente a sensibilidades al precio de los combustibles.

A continuación se presenta la descripción de la interfaz gráfica de la plataforma de simulación que permite la evaluación de políticas de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico colombiano.

#### 4.4 Interfaz gráfica de la plataforma de simulación

La plataforma de simulación desarrollada en esta tesis le permite al usuario evaluar políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el mercado eléctrico colombiano. En la plataforma el usuario podrá encontrar políticas tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda e interactuar con ellas ya sea independientemente o de manera integrada. Las políticas con las que el usuario podrá interactuar son:

Por el lado de la oferta:

- Impuesto al carbono: con una versión simplificada propuesta en la literatura y una versión modificada propuesta en esta tesis.
- Feed-in tariff para eólica y solar.

Por el lado de la demanda:

- Microgeneración solar para el sector residencial: la cual cuenta con subsidios a la inversión, reducción de tasas de interés y campañas de divulgación y publicidad tecnológica.
- Eficiencia energética: la cual incluye sustitución de electrodomésticos en los hogares colombianos. Los electrodomésticos a sustituir son: neveras, estufas y/o lavadoras. Los electrodomésticos cuentan con políticas de subsidios a la compra inicial, reducción de tasas de interés y campañas de divulgación y publicidad.

- Conservación de energía: proporciona el efecto de hábitos verdes en los hogares colombianos y cuenta con la política de campaña de publicidad y divulgación de estas buenas prácticas.

La plataforma de simulación fue desarrollada con el software Powersim Studio 9 Academic, el cual es necesario para su ejecución.

La pantalla de inicio de la plataforma es presentada en la Figura 33. En esta se presentan las herramientas que componen la plataforma y que se podrán encontrar en cada una de ellas.

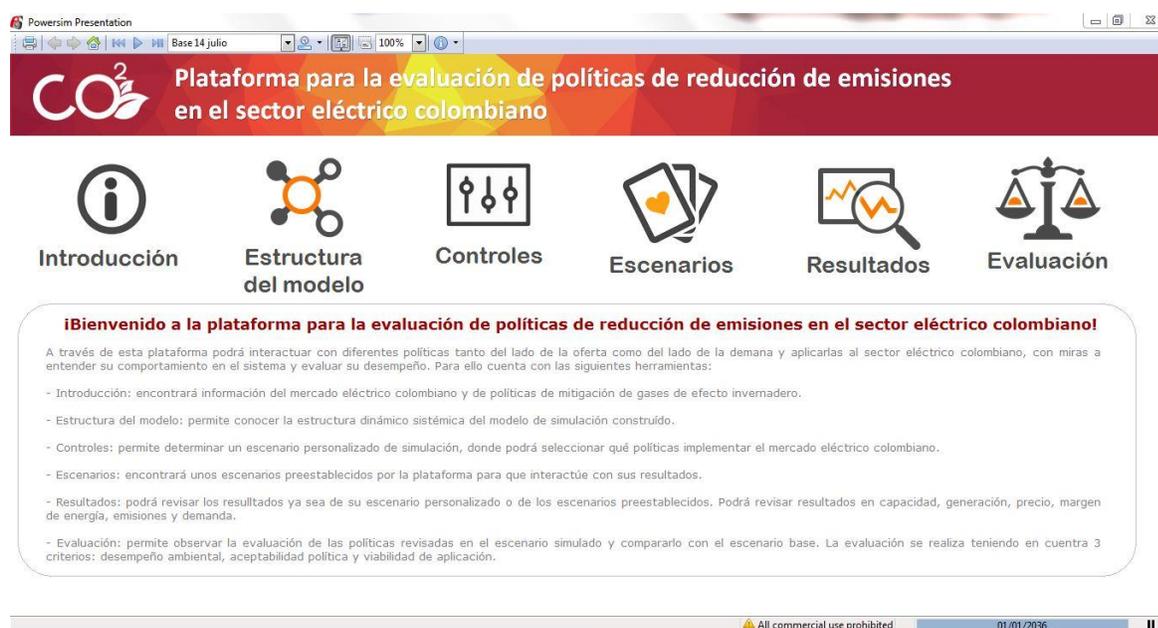


Figura 33. Pantalla de inicio de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico

A través de la ventana de inicio de la plataforma, el usuario encontrará el menú principal compuesto por: introducción, estructura del modelo, controles, escenarios, resultados y evaluación de políticas. En la Figura 34 se presenta la ventana que el usuario encontrará con la introducción a la plataforma.



Figura 34. Pantalla de introducción de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico

En la introducción se presenta una breve descripción del mercado eléctrico colombiano y una descripción de las políticas de mitigación de gases de efecto invernadero con las que el usuario podrá interactuar en la plataforma. En la parte superior de la ventana siempre se encontrará el menú principal de la plataforma de manera que el usuario pueda moverse de una opción a otra. En la Figura 35 se presenta la ventada de estructura del modelo.

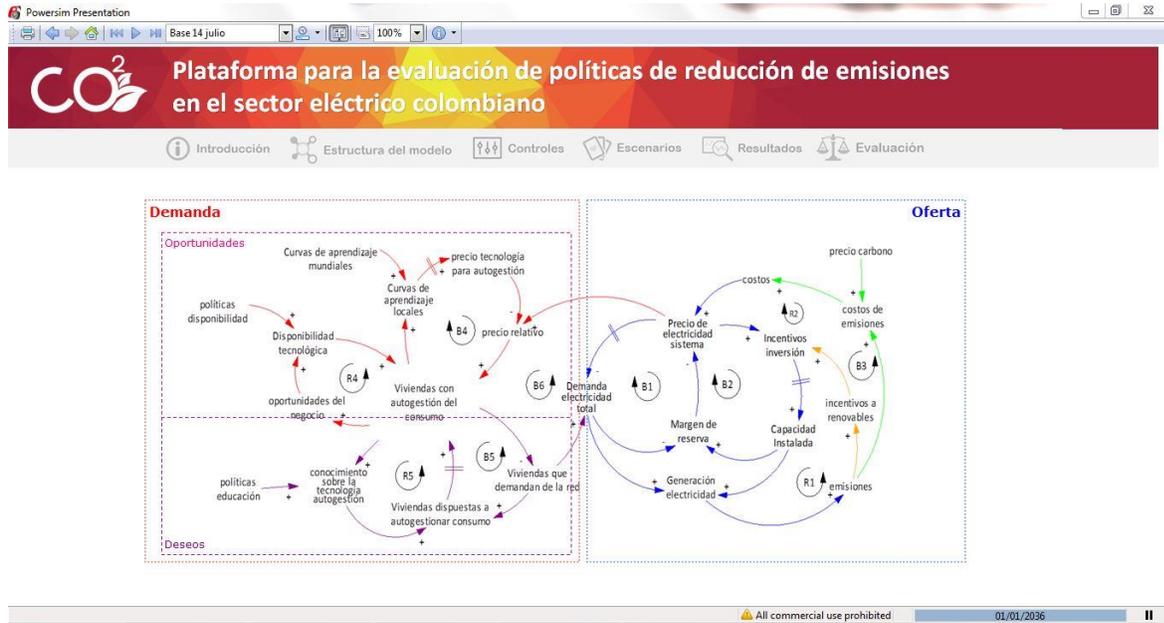


Figura 35. Pantalla de estructura del modelo de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico

En la estructura del modelo el usuario podrá conocer con mayor profundidad la estructura causal que soporta el modelo de simulación con el cual funciona la plataforma de evaluación de políticas. En dicha estructura causal se presenta las principales variables de la demanda y de la oferta y la interacción entre ellas. En la Figura 36 se presenta la ventana de controles de la plataforma.

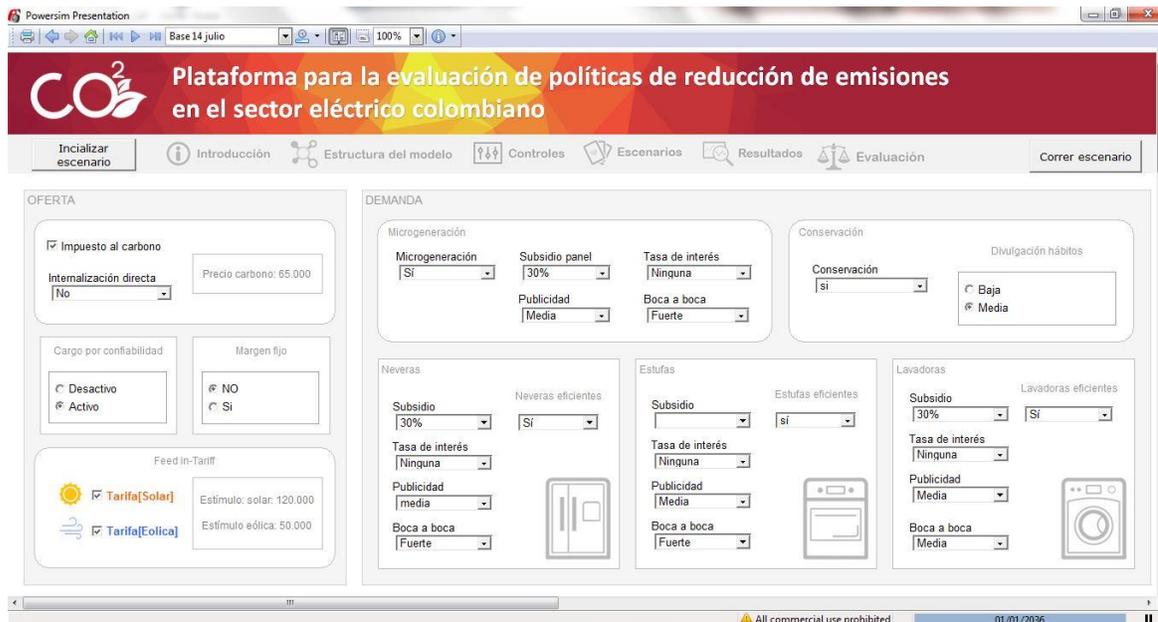


Figura 36. Pantalla de controles de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico

En la ventana de controles el usuario podrá seleccionar las políticas que dese implementar en un escenario personalizado. El usuario podrá seleccionar qué políticas de la oferta y qué políticas de la demanda desea evaluar en la plataforma de simulación. En la Figura 37 se presenta la ventana de escenarios de la plataforma de simulación.



Figura 37. Pantalla de escenarios de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico

En la ventana de escenarios el usuario podrá interactuar con escenarios preestablecidos en la plataforma. Estos escenarios son: carbon tax, new carbon tax, fit, new tax+fit, micro, eficiencia, conservación, demanda y oferta+demanda. Al seleccionar uno de estos escenarios, la plataforma iniciará la simulación y podrá visualizar los resultados en la ventana de resultados como lo presenta la Figura 38.



Figura 38. Pantalla de resultados de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico

En la ventana de resultados podrá visualizar los resultados de la simulación ya sea para un escenario personalizado a través de la ventana de controles o para un escenario preestablecido en la ventana de escenarios. Los resultados podrán visualizarse en cuatro submenús ubicados en la parte superior derecha: capacidad instalada, generación de electricidad, Margen de energía, precio, emisiones y demanda de electricidad.

Cada una de las opciones del submenú presenta las figuras de la simulación para el escenario base y para el escenario simulado y adicionalmente presenta una tabla con los datos en cada período de tiempo para las variables revisadas. En la Figura 39 se presenta la ventana de evaluación de la plataforma

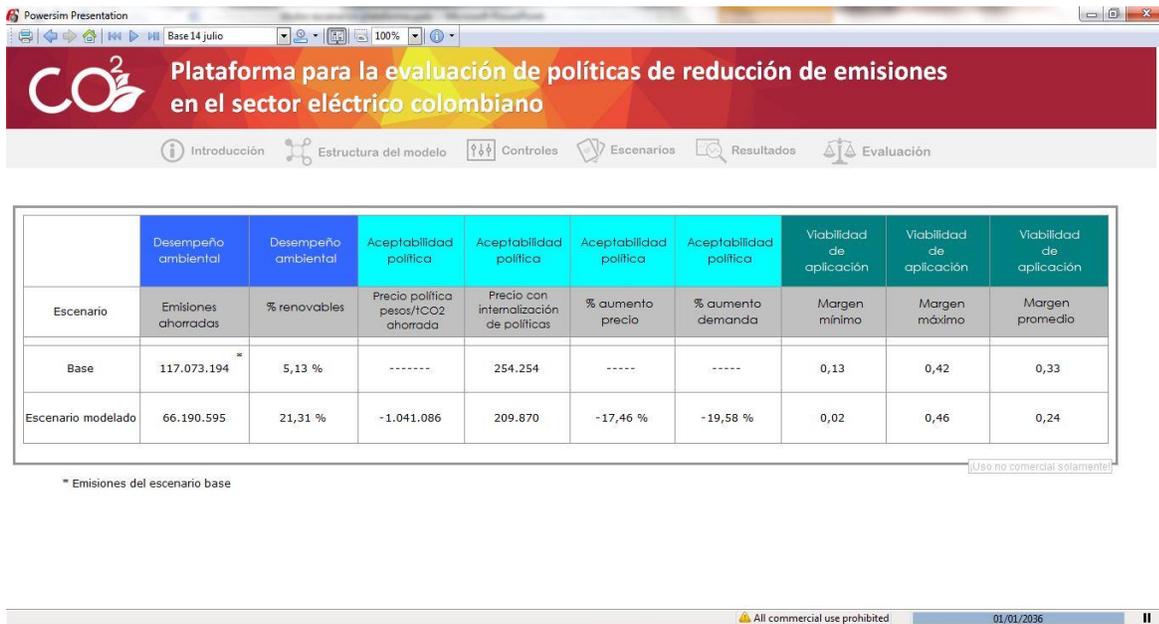


Figura 39. Pantalla de evaluación de la plataforma de evaluación de políticas de reducción de emisiones en el sector eléctrico

En la ventana de evaluación el usuario encontrará una tabla con los resultados del escenario simulado y una comparación con el escenario base. Para la evaluación de políticas el usuario encontrará tres criterios: Desempeño ambiental, aceptabilidad política y viabilidad de aplicación.

En cada uno de estos criterios se presentan diferentes indicadores, estos son: emisiones ahorradas, % penetración de renovables, precio de la implementación de la política para el sistema, el precio de electricidad con la internalización de las políticas, porcentaje de aumento del precio de electricidad, porcentaje de aumento de la demanda, margen de energía mínimo, margen de energía máximo y margen de energía promedio.

Al visualizar cada uno de estos indicadores el usuario podrá compararlos con el escenario base y de esta manera conocer con mayor profundidad de los efectos que tiene determinada política de reducción de emisiones en el mercado eléctrico colombiano.

## 4.5 Conclusiones del capítulo 4

A través de este capítulo se dio cumplimiento al objetivo específico número dos de esta tesis, el cual se refiere a la construcción de una plataforma de simulación para la evaluación de políticas, la cual integre el mercado, la oferta y demanda del sector eléctrico.

A través de este capítulo se planteó toda la formulación y construcción del modelo de simulación con el cual la plataforma de evaluación de políticas lleva a cabo la revisión del

comportamiento del sistema eléctrico colombiano y las políticas de mitigación de gases de efecto invernadero. Este modelo está compuesto por dos estructuras principales que interactúan entre sí: la oferta y la demanda.

La primera estructura corresponde a la estructura básica del mercado de eléctrico pero con especial énfasis en la oferta de electricidad. La segunda estructura corresponde al mercado de electricidad pero con énfasis en la demanda. En el modelado de la demanda se hace énfasis en el sector residencial, el cual está enfocado en el modelado de viviendas y el proceso de adopción de nuevas tecnologías basado en la teoría de la racionalidad limitada en la toma de decisiones, donde se identifican un grupo de oportunidades y deseos presentes en los consumidores a la hora de autogestionar su consumo. La interacción entre la oferta y la demanda establece toda la estructura del mercado eléctrico.

Para mayor facilidad en el diseño del modelo de simulación se establecieron 6 módulos interrelacionados entre sí: capacidad instalada, formación de precio, indicadores económicos, demanda de electricidad, demanda residencial, y políticas y regulaciones, los cuales en su conjunto permiten la evaluación de políticas tanto de la oferta como de la demanda. Dicho modelo de simulación estuvo sujeto a un proceso de validación para brindar mayor confiabilidad en su estructura y comportamiento. Adicionalmente, se elaboró la interfaz gráfica que facilita la interacción del usuario con la plataforma y de esta manera evaluar las políticas.

En el siguiente capítulo se presenta el resultado de esta evaluación de políticas, a través de evaluación de políticas por el lado de la oferta, políticas por el lado de la demanda y políticas integradas.

## **5. Evaluación de políticas para la reducción de emisiones**

En este capítulo se presenta el resultado de la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico colombiano. El capítulo presenta inicialmente una descripción de los criterios de evaluación utilizados en esta tesis con sus respectivos indicadores y una descripción detallada de las principales variables del sistema bajo un escenario base (escenario en ausencia de políticas), luego se presenta la evaluación de políticas por el lado de la oferta: impuesto al carbono, impuesto carbono modificado y Feed-in tariff; posteriormente se presenta la evaluación de políticas por el lado de la demanda para los casos de microgeneración, eficiencia energética y conservación de energía. Por último, se presenta la evaluación de políticas integradas del lado de la oferta y del lado de la demanda.

La Figura 40 presenta los criterios de evaluación junto con los indicadores establecidos en esta tesis para la revisión de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico. Dentro de los criterios se encuentra desempeño ambiental, aceptabilidad política y viabilidad de aplicación basados en los criterios establecidos en (Konidari & Mavrakis 2007). Cada uno de estos criterios establece una serie de indicadores que facilitan su medición y evaluación. A continuación se hace una mayor descripción de los criterios e indicadores.

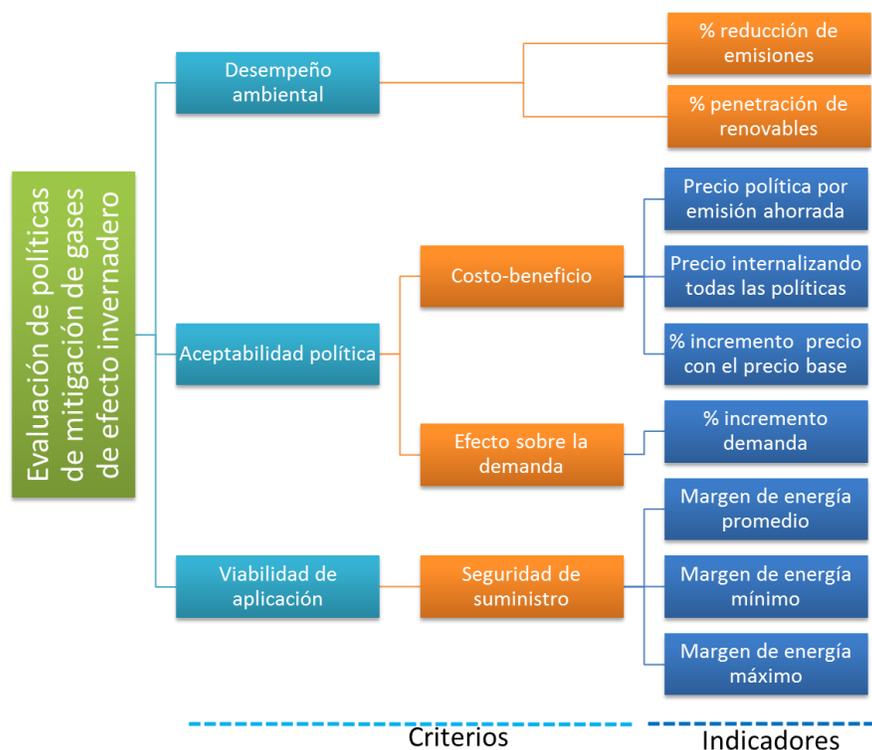


Figura 40. Criterios e indicadores de evaluación de políticas de mitigación de GEI

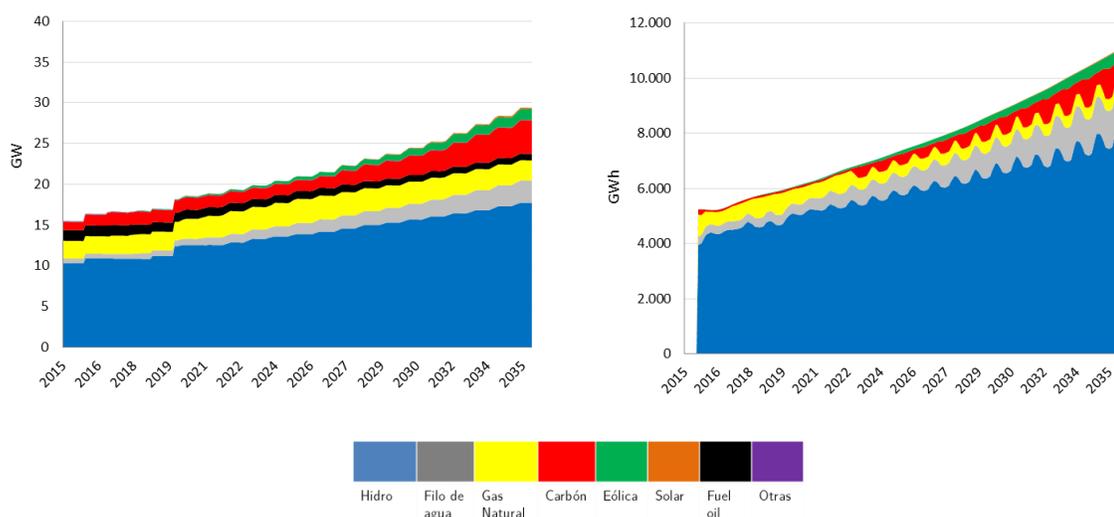
- **Desempeño ambiental:** Corresponde a la contribución ambiental de las políticas. Esta contribución está dada por la reducción de emisiones de GHG. Se establecieron dos indicadores en este criterio: el primero es el % reducción de emisiones, que establece el porcentaje en el que se reducen las emisiones con respecto al escenario base; y el segundo indicador es el % de penetración de energías renovables en el escenario según la capacidad instalada.
- **Aceptabilidad política:** este criterio es definido como la postura de los actores en el sistema frente a la política. La evaluación de este criterio se facilita a través de dos subcriterios: costo-beneficio de la política y efecto sobre la demanda. Frente al subcriterio de costo beneficio se establecieron tres indicadores: precio de la política por emisión ahorrada medida en pesos/tCO<sub>2</sub> ahorrada, precio de electricidad internalizando todas las políticas revisadas en el escenario y el porcentaje de incremento del precio de ese escenario con respecto al precio del escenario base. Con respecto al subcriterio de efecto sobre la demanda, se estableció el indicador de % de incremento de la demanda en determinado escenario con respecto al escenario base. Respecto al indicador del precio de la política es importante resaltar que se realizó una cuantificación de los subsidios e incentivos entregados, así como de las campañas de publicidad y divulgación de nuevas tecnologías, sin embargo en ningún escenario se incluyeron costos administrativos de las políticas.

- Viabilidad de aplicación: es definido como la habilidad de diseñar y operar determinada política en el sistema. Para la evaluación de dicho indicador se utilizó un subcriterio denominado Seguridad de suministro. Este subcriterio es de vital importancia para los sistemas eléctricos de un país, puesto que permite determinar la capacidad del sistema para suministrar electricidad sin interrupciones, y de esta manera evitar posibles racionamientos en el país. Para la determinación de este criterio se utilizaron 3 indicadores estrechamente relacionados entre sí: margen de reserva de energía promedio, que establece el promedio del margen durante toda el período de simulación; el margen de energía mínimo y el margen de energía máximo, estos últimos nos indican que tanto aumenta esa capacidad o qué tan cercano se puede llegar a estar en el sistema de racionamiento, en Colombia un margen de energía inferior al 5% se considera como peligro de racionamiento. Es importante resaltar que todos los escenarios consideran el cargo por confiabilidad (política actual del mercado colombiano), es decir que siempre hay una política adicional en los escenarios para garantizar la seguridad de suministro

**Escenario base:** a continuación se presentan los resultados del comportamiento de las principales variables del sistema bajo el escenario base. En el escenario base no se aplica ninguna política de reducción de emisiones. Estos son los principales supuestos del escenario base:

- Actualmente el Sistema eléctrico colombiano cuenta con la política de cargo por confiabilidad. De manera que en este escenario y en todos los escenarios trabajados en esta tesis se asume cargo por confiabilidad para la tecnología hidráulica y térmica.
- El despacho del sistema eléctrico es por mérito tal como se plantea en la sección 4.2.3 de este documento.
- Se utilizó el precio de los combustibles del escenario de referencia planteado por la UPME (UPME 2014).
- El modelado desagregado de la demanda es considerado solo para el sector residencial, el resto de sectores se presenta de manera agregada.
- Se utilizan los valores promedios mensuales históricos de XM para los aportes hídricos.
- Transmisión y distribución no son consideradas en el modelo.

La Figura 41 presenta los resultados de la capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario base.



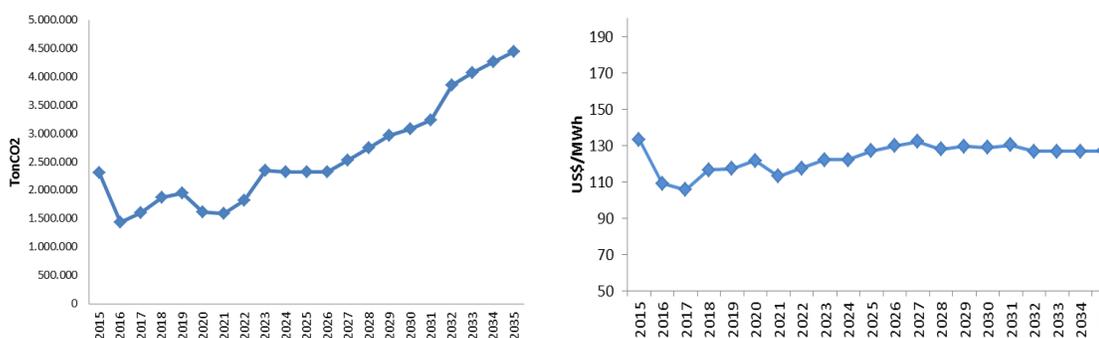
a. Capacidad instalada (GW)

b. Generación de electricidad (GWh)

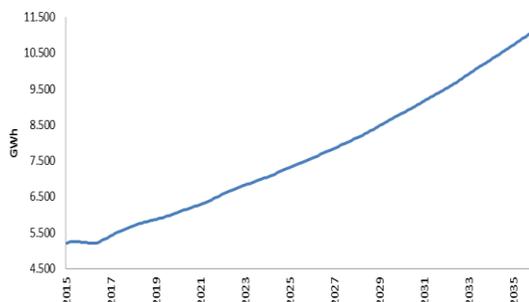
Figura 41. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario base

En el sistema eléctrico colombiano predomina la participación de la tecnología hidráulica en la generación de electricidad, y para el escenario base esta característica se mantiene. En la Figura 41a la capacidad instalada de carbón tiende a incrementarse debido a que a mediados del año 2024 la generación de esta tecnología aumenta (cambios en el mérito ocasionados por costos de combustibles principalmente), el incremento en la generación de carbón permite aumentar las utilidades de esta tecnología y aumentar su capacidad instalada. Adicionalmente, se observa al final de la simulación un aumento muy incipiente de la tecnología eólica, el cual lleva a que el porcentaje de participación de energías renovables (eólica y solar) al final de este escenario sea del 5.1%.

La Figura 42 presenta los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario base.



- a. Emisiones del sector (tCO<sub>2</sub>)                      b. Precio de electricidad (US/MWh)



- c. Demanda de electricidad (GWh)

Figura 42. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario base

En la Figura 42a se presentan las emisiones del escenario base donde se muestra un comportamiento de crecimiento en el tiempo asociado al aumento de la generación en carbón en el sistema (ver Figura 41b). En la Figura 42b se presenta el comportamiento en el precio el cual oscila entre valores de los 100 y 130 US/MWh. En la Figura 42c se presenta el comportamiento de la demanda la cual incrementa debido a los efectos del pib y elasticidad al precio principalmente.

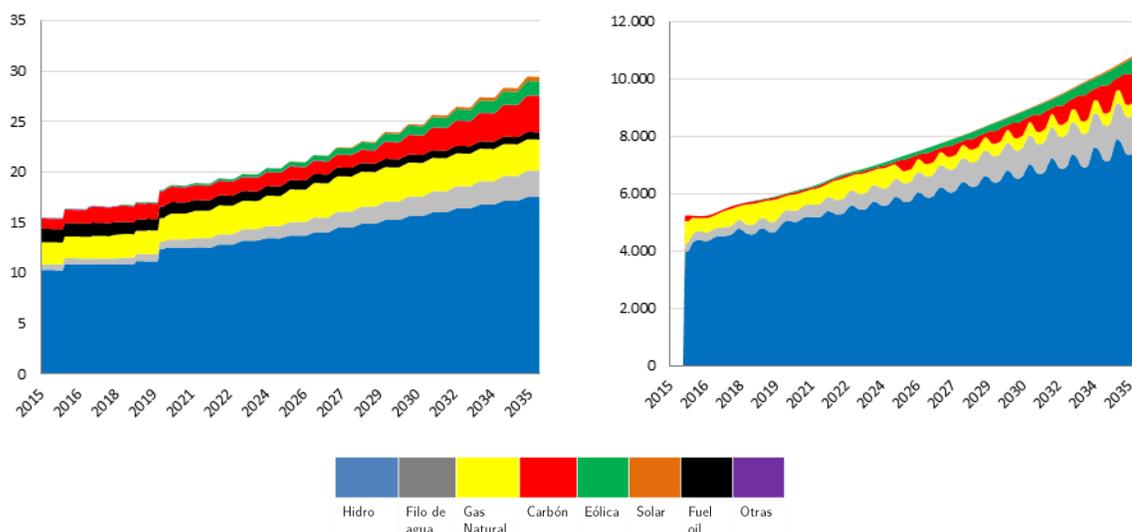
## 5.1 Evaluación de políticas por el lado de la oferta

Para la evaluación de políticas por el lado de la oferta se establecieron 3 escenarios de simulación: un escenario donde se analiza el impuesto al carbono; un segundo escenario donde se presenta una versión modificada del impuesto al carbono (detallado en la sección 4.2.6 de esta tesis) y un tercer escenario donde se analiza la política de Feed-in tariff para la generación de eólica y solar. Para cada uno de los escenarios se presentan los resultados del comportamiento de las principales variables del sistema: capacidad instalada, generación de electricidad, precio de electricidad, emisiones de CO<sub>2</sub> y demanda de electricidad, posteriormente se presentan los resultados de la evaluación de las políticas para estos tres escenarios teniendo en cuenta los criterios planteados en la sección anterior.

### Impuesto al carbono:

En este escenario se plantea un costo a las emisiones generadas por las tecnologías basadas en combustibles fósiles. Este costo depende del tipo y de la generación que cada una de estas tecnologías, así no todas las tecnologías generan el mismo número de emisiones, estas emisiones dependen del factor de emisión. El costo de emisión que se genera en determinadas tecnologías es internalizado directamente en sus costos de generación y en últimas en el precio del carbono (como se explicó en la sección 4.2.6).

En la Figura 43 se presenta el resultado de la simulación cuando en el sistema se aplica una política de impuesto al carbono. En la Figura 43a se presenta el comportamiento de la capacidad instalada y en la Figura 43b se presenta el comportamiento de la generación de electricidad.



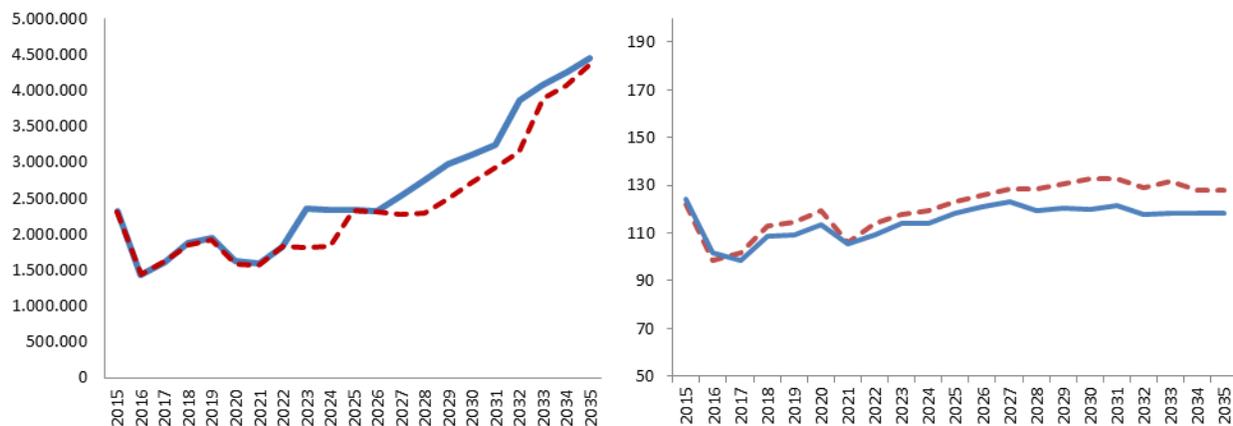
a. Capacidad instalada (GW)

b. Generación de electricidad (GWh)

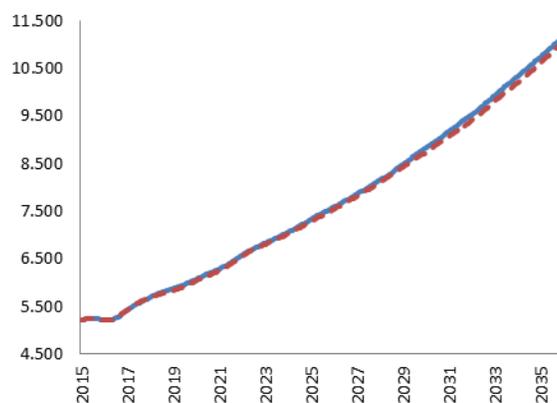
Figura 43. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de impuesto al carbono simplificado

En los resultados de la simulación, en términos de capacidad instalada y en comparación con el escenario base se observa que la tecnología carbón disminuye ligeramente su participación en el mercado y esta participación es asumida por la tecnología a gas. Este mismo comportamiento también se observa en la figura de generación de electricidad, donde la participación del carbón se reduce. Esta situación se debe a que el factor de emisión del carbón es mayor que el de gas, y por tanto los costos de carbón se incrementan debido al impuesto al carbono. La tecnología a carbón al tener mayores costos de generación, su participación en el despacho se ve afectada y por esta razón se disminuye su generación en el sistema.

A continuación se presenta la Figura 44 con los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad. Para facilitar la comparación con los resultados en el escenario base, en este figura se observa en color azul los resultados obtenidos en el escenario base y en color rojo los resultados del escenario de impuesto al carbono.

a. Emisiones del sector (tCO<sub>2</sub>)

b. Precio de electricidad (US/MWh)



c. Demanda de electricidad (GWh)

Figura 44. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de impuesto al carbono simplificado

Las emisiones del sector se reducen considerablemente debido que la participación de carbón disminuye en el sistema, sin embargo se observa que las emisiones nunca se hacen cero durante todo el escenario debido a que aún existen centrales basadas en combustibles fósiles que participan en el mercado, explícitamente Gas Natural.

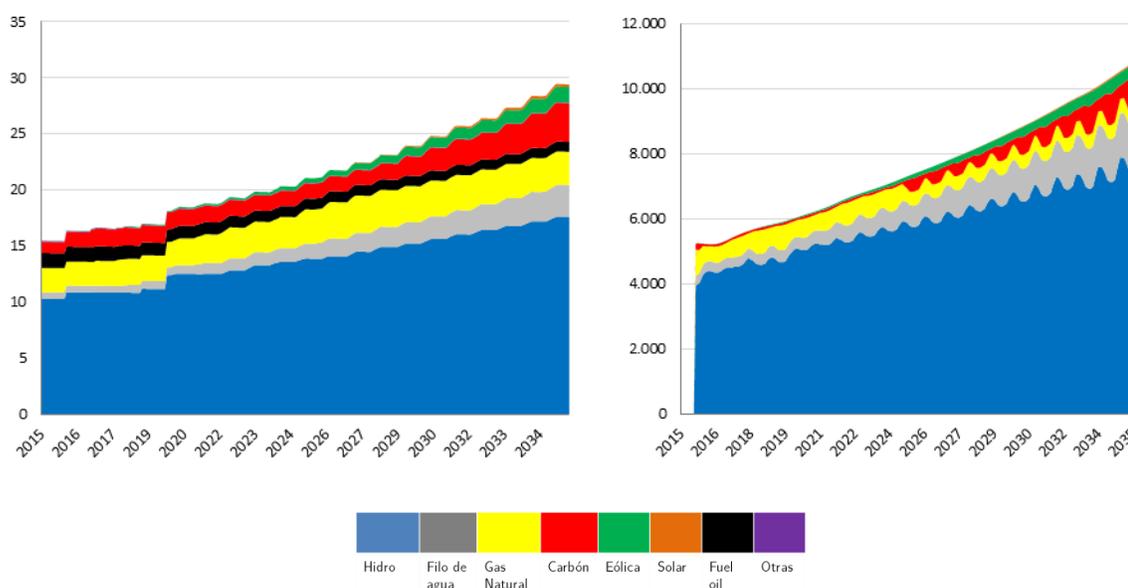
En cuanto al precio de electricidad, se observa que el precio en este escenario tiene un aumento con respecto al escenario base. El aumento en el precio de electricidad se debe al incremento en los costos de generación de algunas tecnologías ocasionado por la presencia del impuesto al carbono. Con respecto al comportamiento de la demanda de electricidad bajo este escenario, se observa que ésta disminuye sutilmente con respecto al escenario base, estos cambios están justificados en la relación de elasticidad precio de la

hipótesis dinámica de los mercados eléctricos, donde a mayor precio tiende a disminuir en el largo plazo la demanda de electricidad.

### Impuesto al carbono modificado:

En este escenario se plantea un esquema de impuesto al carbono pero con algunas modificaciones en su implementación: principalmente la manera como los costos de emisión no son internalizados directamente en el precio y por tanto no se trasladan completamente al consumidor, para mayor detalle de la implementación de esta política, consultar la sección 4.2.6 de este documento.

En la Figura 45 se presenta el resultado de la simulación cuando en el sistema se aplica la política de impuesto al carbono modificado. En la Figura 45a se presenta el comportamiento de la capacidad instalada y en la Figura 45b se presenta el comportamiento de la generación de electricidad.



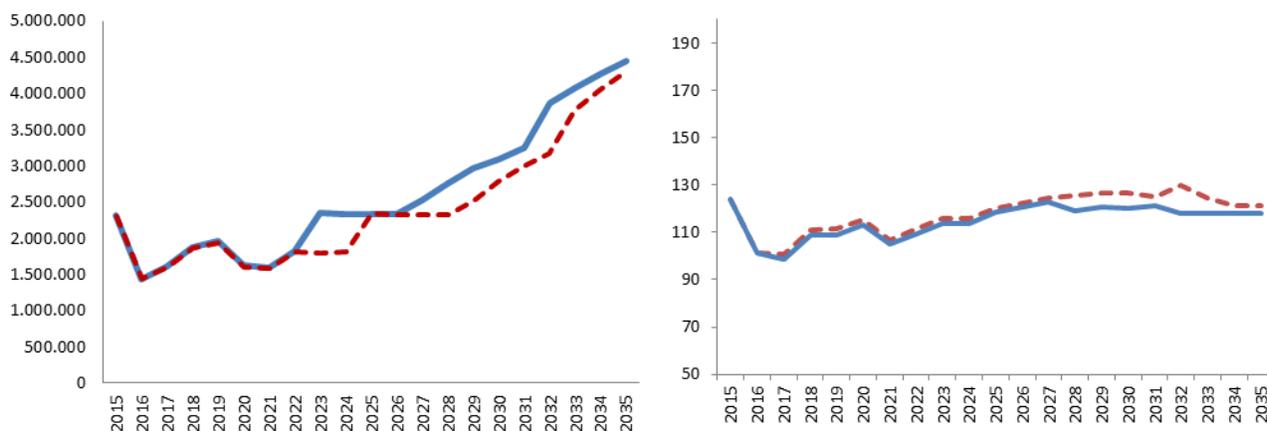
c. Capacidad instalada (GW)

d. Generación de electricidad (GWh)

Figura 45. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de impuesto al carbono modificado

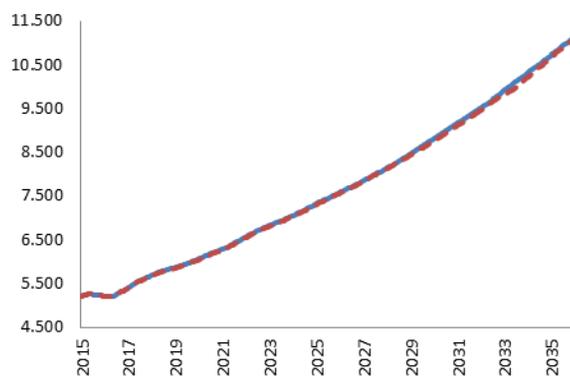
En términos de capacidad instalada y generación de electricidad no se observan grandes diferencias con respecto a los resultados de la política anterior ya que el efecto en términos del mérito y los costos de la tecnología debido a sus emisiones es el mismo. Sin embargo, las diferencias con respecto al escenario anterior si se observan en la Figura 46 con los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad. Para facilitar la comparación con los resultados en el escenario base, en este figura se observa en color

azul los resultados obtenidos en el escenario base y en color rojo los resultados del escenario de impuesto al carbono modificado.



d. Emisiones del sector (tCO<sub>2</sub>)

e. Precio de electricidad (US/MWh)



f. Demanda de electricidad (GWh)

Figura 46. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de impuesto al carbono modificado

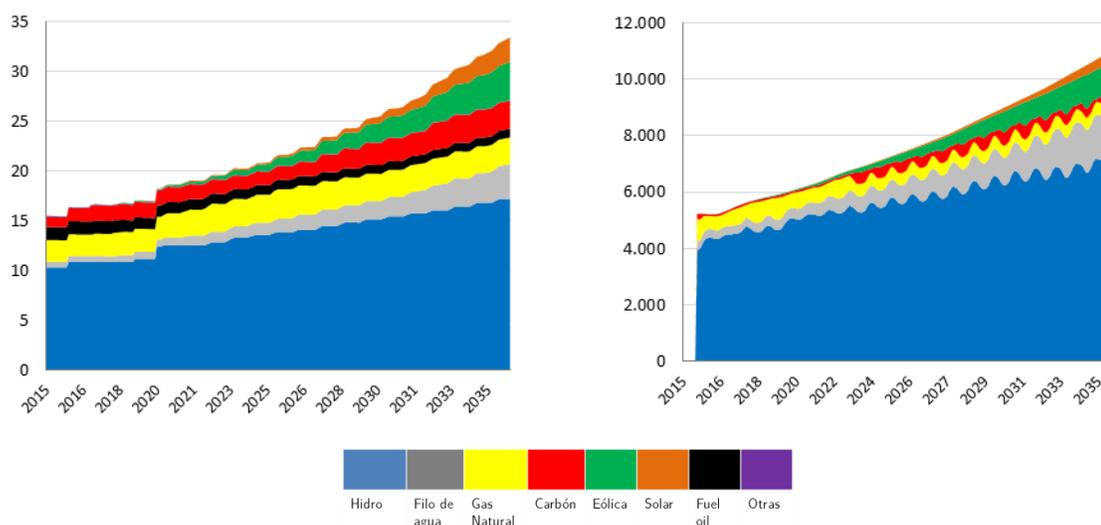
Las emisiones del sector nuevamente se reducen considerablemente debido que la participación de carbón disminuye en el sistema al igual que en la política anterior debido a la disminución de la generación a carbón en el mercado. En cuanto al precio de electricidad, se observa que el precio en este escenario si bien tiene un aumento con respecto al escenario base, este aumento no es tan significativo como con la política de impuesto al carbono inicial porque los costos de emisión no son internalizados directamente en el precio. El aumento en el precio de electricidad tiene un efecto contrario

en la demanda de electricidad como se observa en la Figura 46c debido a la elasticidad precio-demanda.

### Feed-in tariff:

En este escenario se incluye la política de Feed-in tariff para las tecnologías eólica y solar. La política consiste en incentivar las tecnologías eólica y solar con una prima por su generación realizada. Esta prima es constante durante todo el período de simulación. Para mayor información sobre su planteamiento revisar la sección 4.2.6.

En la Figura 47 se presenta el resultado de la simulación para capacidad y generación cuando en el sistema se aplica la política de Feed-in tariff. En la Figura 47a se presenta el comportamiento de la capacidad instalada y en la Figura 47b se presenta el comportamiento de la generación de electricidad.



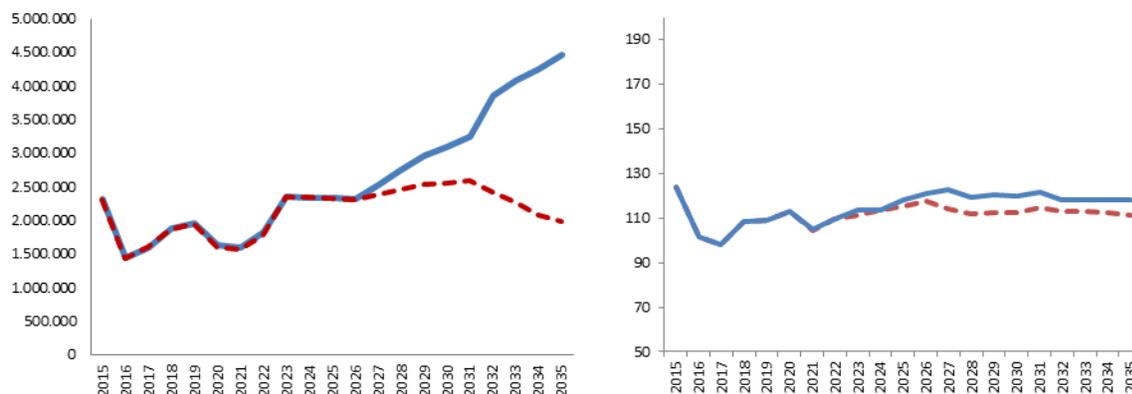
e. Capacidad instalada (GW)

f. Generación de electricidad (GWh)

Figura 47. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de feed-in tariff

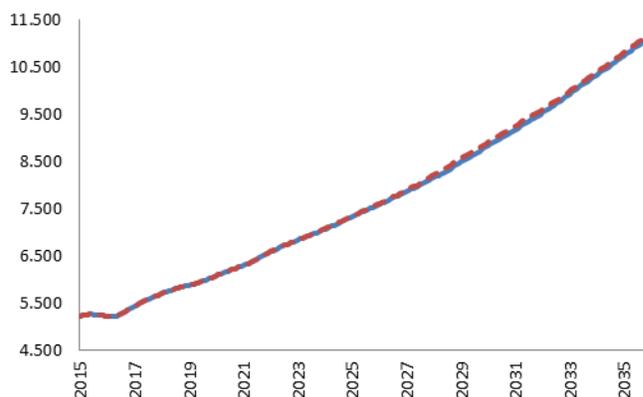
En los resultados de la simulación, en términos de capacidad instalada y en comparación con el escenario base se observan varios cambios significativos, principalmente en torno a las tecnologías eólicas y solar, quienes aumentan su capacidad instalada. El aumento en la capacidad de estas tecnologías renovables se debe en primera medida al incentivo que brinda el Feed-in tariff, y a su vez este efecto de crecimiento logra mantenerse con el aumento de su participación en generación en el mercado como se observa en la Figura 47b, generando utilidades para estas tecnologías. Sin embargo, es importante resaltar que a pesar de que se da una mayor participación de las tecnologías eólica y solar, esto no significa que la tecnología a carbón disminuye su participación drásticamente como sucedía en presencia del impuesto al carbono, pues si bien se da un incentivo a eólica y solar, no se castiga las tecnologías con gran número de emisiones de CO<sub>2</sub>.

A continuación se presenta la Figura 48 con los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad. Para facilitar la comparación con los resultados en el escenario base, en esta figura se observa en color azul los resultados obtenidos en el escenario base y en color rojo los resultados del escenario del impuesto al carbono.



g. Emisiones del sector (tCO<sub>2</sub>)

h. Precio de electricidad (US/MWh)



i. Demanda de electricidad (GWh)

Figura 48. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de feed-in tariff

Las emisiones del sector se reducen con respecto al escenario base como lo muestra la Figura 48a, pero esta reducción en las emisiones no es tan significativa como la que presenta el impuesto al carbono en el sistema, ya que como se mencionó anteriormente se mantiene una participación de tecnologías basadas en combustibles fósiles en el mercado aunque no tan importante como en el escenario base.

En cuanto al precio de electricidad, se observa un comportamiento que puede pensarse como contraintuitivo para algunas personas, ya que a pesar de la presencia de incentivos

en el mercado, el precio de la electricidad tiende a bajar. Este fenómeno se explica por el desplazamiento que realizan las tecnologías eólica y solar de tecnologías basadas en combustibles fósiles. Las tecnologías eólica y solar tienen menos costos de generación que una tecnología basada en combustibles fósiles (quienes tienen asumir costo de combustible), al tener menos costos de generación el precio del mercado tiende a disminuir. Con respecto al comportamiento de la demanda de electricidad bajo este escenario, se observa que ésta aumenta sutilmente con respecto al escenario base, estos cambios están justificados en la relación de elasticidad precio al igual que en los demás escenarios.

A continuación se presenta la Tabla 17 con los resultados de la evaluación de las políticas por el lado de la oferta teniendo en cuenta los criterios establecidos en este capítulo. El escenario de impuesto al carbono se denomina tax, el escenario de impuesto al carbono modificado se denomina new tax y el escenario de Feed-in tariff se denomina fit.

Tabla 17. Evaluación de políticas por el lado de la oferta

Escenario (políticas)	Desempeño ambiental		Aceptabilidad política				Viabilidad de aplicación		
	Emisiones ahorradas	% Penetración renovables	Precio política (US / tCO2 ahorrada)	Precio con internalización de las políticas	% Aumento o decremento del precio vs. base	% Aumento o decremento demanda	Margen de reserva de energía firme promedio	Margen de energía de reserva mínimo	Margen de energía de reserva máximo
<b>Base</b>		<b>5,1</b>		<b>115,6</b>			<b>0,33</b>	<b>0,13</b>	<b>0,42</b>
tax	4.258.959,3	6,3	3.142,4	122,6	6,04%	-0,7%	0,34	0,13	0,43
new tax	4.125.307,4	5,6	1.702,4	119,2	3,16%	-0,4%	0,33	0,13	0,42
FIT	10.052.714,9	18,9	-733,3	111,8	-3,29%	0,7%	0,30	0,13	0,42

En el criterio de desempeño ambiental se tienen dos indicadores: Emisiones ahorradas y % penetración de renovables (eólica y solar). De la Tabla 17 se observa que los escenarios del impuesto al carbono tienen mayor número de emisiones ahorradas, sin embargo es el escenario de Feed-in tariff quien tiene mayor porcentaje de penetración de renovables (18.9%).

Si se compara la política del impuesto al carbono simplificado (tax) con el impuesto al carbono modificado (new tax) se observa que en cuanto a emisiones ahorradas los valores son casi los mismos, sin embargo en términos del precio para el sistema sí se observan cambios significativos, donde el impuesto al carbono modificado ofrece menos costos para el sistema manteniendo valores aceptables en el margen de energía.

En cuanto al criterio de aceptabilidad política se tienen varios indicadores: precio de la política, precio de electricidad del escenario, el porcentaje de aumento del precio con respecto al precio base y el porcentaje de aumento de la demanda. Con respecto al primer indicador que es el precio de la política, el cual presenta un análisis costo-beneficio indicando el valor en dólares por tonelada ahorrada de la política, se tiene que la política de Feed-in tariff no tiene un costo sino un ahorro para el sistema, mientras que las

políticas de impuesto al carbono e impuesto al carbono modificado tienen un costo para el sistema de 3124 y 1702 dólares/tCO<sub>2</sub> ahorrada respectivamente.

Si se internaliza el precio de las políticas de los 3 escenarios se obtiene que el impuesto al carbono tiene un aumento del 6% con respecto al precio del escenario base, mientras que la política del Feed-in tariff reduce el precio en un 3,29% con respecto al precio base. Los escenarios del impuesto al carbono al tener un aumento considerable del precio de electricidad tienen un efecto contrario en la demanda de electricidad.

Frente al criterio de viabilidad de aplicación, donde principalmente se analiza el margen de energía, solo se observa una leve disminución en el margen del escenario del Feed-in tariff debido a la presencia de mayor capacidad renovable y la intermitencia que estas tecnologías le adicionan al sistema.

De la Tabla 17 se concluye que la política del Feed-in tariff es la política por el lado de la oferta que mejores resultados ofrece en torno a los indicadores establecidos en esta tesis para la evaluación de políticas, puesto que permite reducción de emisiones sin generar costos en el sistema y sin afectar la seguridad de suministro del mismo.

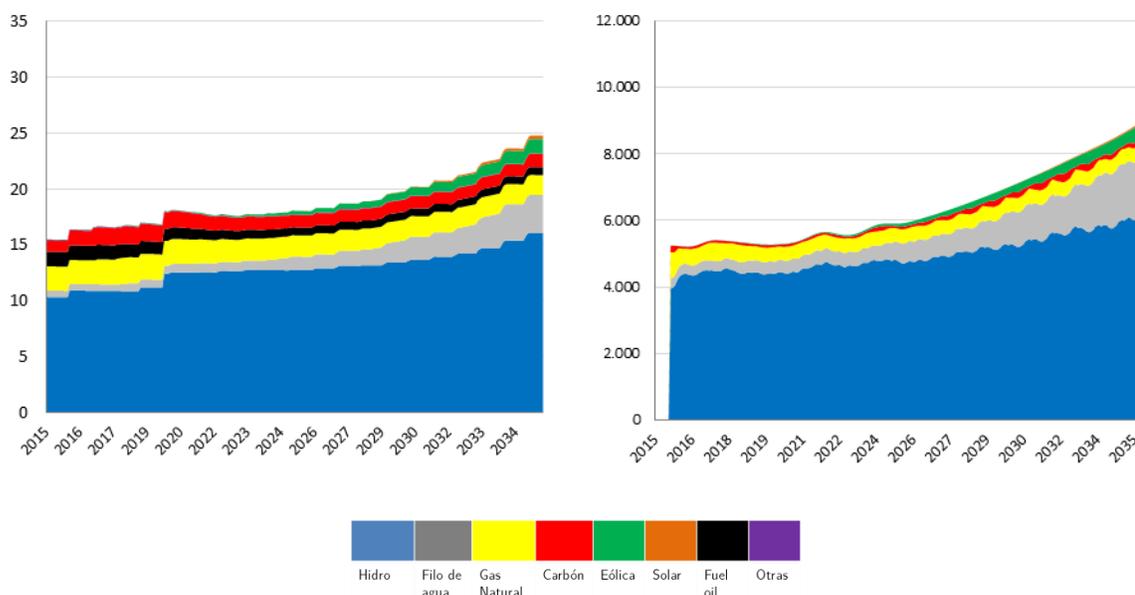
## 5.2 Evaluación de políticas por el lado de la demanda

Al igual que para la evaluación de políticas por el lado de la oferta, en la evaluación de política por el lado de la demanda se establecieron 3 escenarios de simulación: un escenario donde se analiza el caso de microgeneración solar en el sector residencial; un segundo escenario donde se presenta el caso de eficiencia energética en estufas, neveras y lavadoras; y un tercer escenario donde se analiza el caso de conservación de energía para el sector residencial. Para cada uno de los escenarios se presentan los resultados del comportamiento de las principales variables del sistema: capacidad instalada, generación de electricidad, precio de electricidad, emisiones de CO<sub>2</sub> y demanda de electricidad, posteriormente se presentan los resultados de la evaluación de las políticas para estos tres escenarios teniendo en cuenta los criterios planteados en este capítulo.

### **Microgeneración:**

En este escenario se plantea que las viviendas del sector residencial de Colombia pueden seleccionar la microgeneración a partir de paneles solares para generar su electricidad. Este proceso de selección de microgeneración es impulsado con 3 políticas: un subsidio monetario para la compra del panel solar del 30%; una segunda política es la eliminación de la tasa de interés para la compra del panel; y por último, campañas de divulgación y mercadeo para aumentar el conocimiento de la tecnología de microgeneración.

En la Figura 49 se presenta el resultado de la simulación cuando en el sistema se analiza la opción de microgeneración a partir de paneles solares en el sector residencial. En la Figura 49a se presenta el comportamiento de la capacidad instalada y en la Figura 49b se presenta el comportamiento de la generación de electricidad.



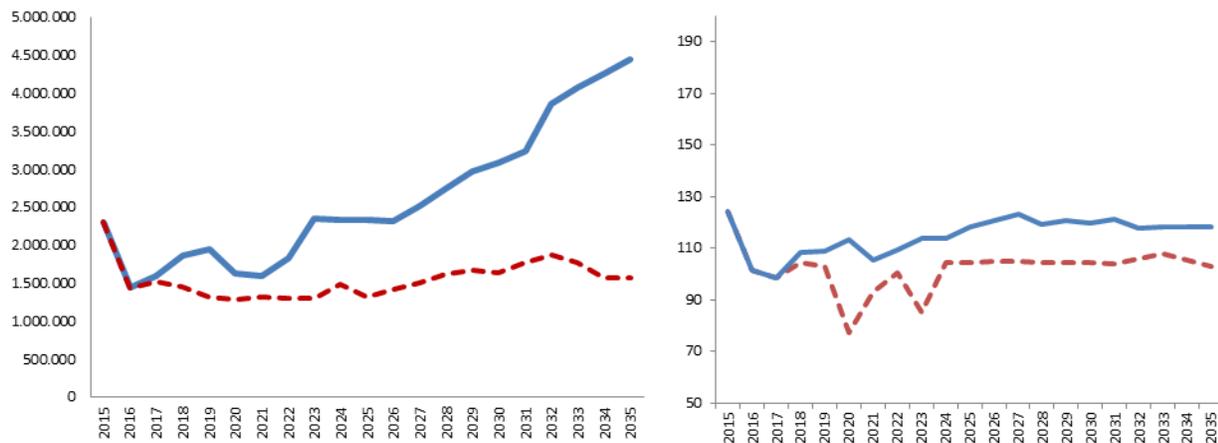
a. Capacidad instalada (GW)

b. Generación de electricidad (GWh)

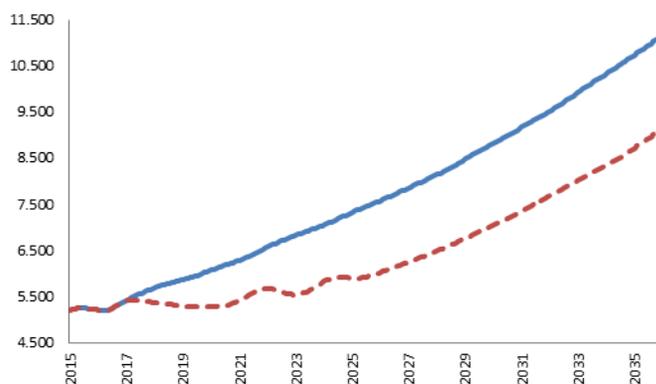
Figura 49. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de microgeneración

Los efectos de las políticas dirigidas a la microgeneración son notables tanto en capacidad instalada como en generación de electricidad. Al permitirse a los usuarios residenciales optar por su propia generación de electricidad, se da un efecto directo en la demanda de electricidad del mercado eléctrico, puesto que significa que se da la desconexión de usuarios del sistema interconectado. Al ser menor la demanda de electricidad que se debe satisfacer, se disminuye la generación de electricidad como se observa en la Figura 49b. Al ser menor la generación, también son menores las utilidades y por tanto es menor la inversión en nueva capacidad instalada como lo refleja la Figura 49a. En este escenario se resalta que a pesar de las pocas inversiones en nueva capacidad que se dan en el sistema, se aumenta la capacidad eólica a finales de la simulación aunque en cantidades aún muy bajas.

A continuación se presenta la Figura 50 con los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad. Para facilitar la comparación con los resultados en el escenario base, en esta figura se observa en color azul los resultados obtenidos en el escenario base y en color rojo los resultados del escenario de microgeneración.

a. Emisiones del sector (tCO<sub>2</sub>)

b. Precio de electricidad (US/MWh)



c. Demanda de electricidad (GWh)

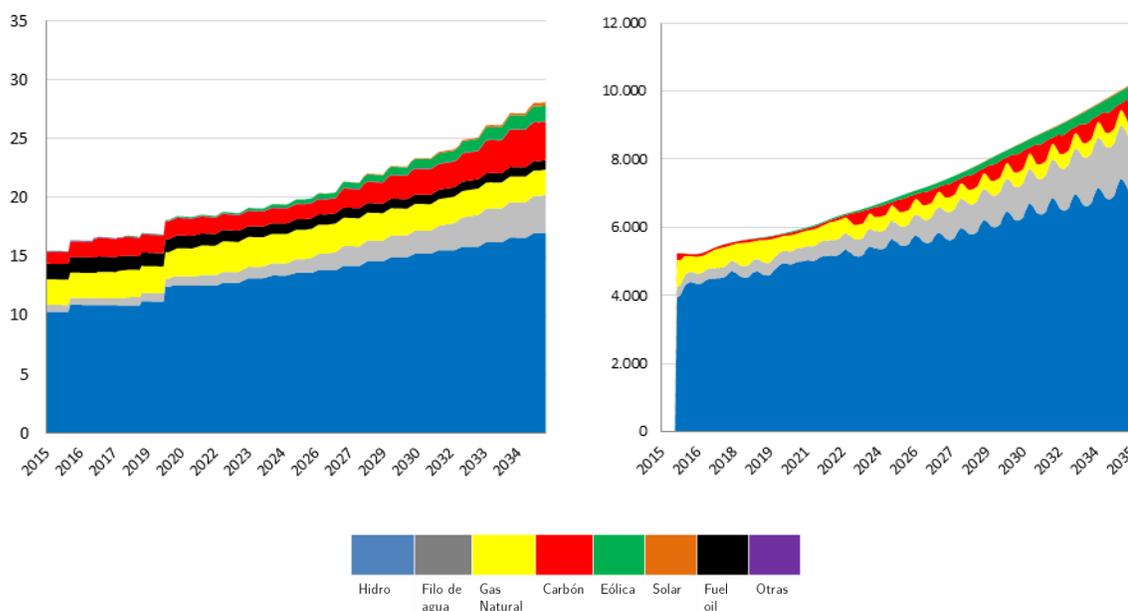
Figura 50. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de microgeneración

Debido a que la generación en general disminuye en este escenario, también se disminuyen las emisiones del sector como lo presenta la Figura 50a. En cuanto al precio de electricidad, éste también disminuye. La dinámica detrás de este comportamiento se debe a que el efecto de la microgeneración hace que la demanda del sistema disminuya considerablemente como lo muestra la Figura 50c, al disminuir la demanda se disminuye la generación y la oferta con la que se satisface esta poca demanda es con las tecnologías más baratas (principalmente hidráulica y filo de agua), son estas tecnologías las que ponen el precio al mercado, disminuyendo de esta manera el precio de la electricidad como lo presenta la Figura 50b.

### Eficiencia energética:

En este escenario se plantea que las viviendas del sector residencial de Colombia pueden optar por sustituir sus electrodomésticos por otros más eficientes, específicamente pueden sustituir sus lavadoras, estufas y/o neveras. Este proceso de sustitución por mayor eficiencia en el hogar es impulsado con 3 políticas: un subsidio monetario del 30% para la compra del nuevo electrodoméstico; una segunda política es la eliminación de la tasa de interés para la compra del equipo eficiente; y por último, campañas de divulgación y mercadeo para aumentar el conocimiento de las nuevas opciones tecnológicas en eficiencia energética.

En la Figura 51 se presenta el resultado de la simulación cuando en el sistema se analiza la opción de eficiencia energética en los hogares. En la Figura 51a se presenta el comportamiento de la capacidad instalada y en la Figura 51b se presenta el comportamiento de la generación de electricidad.



c. Capacidad instalada (GW)

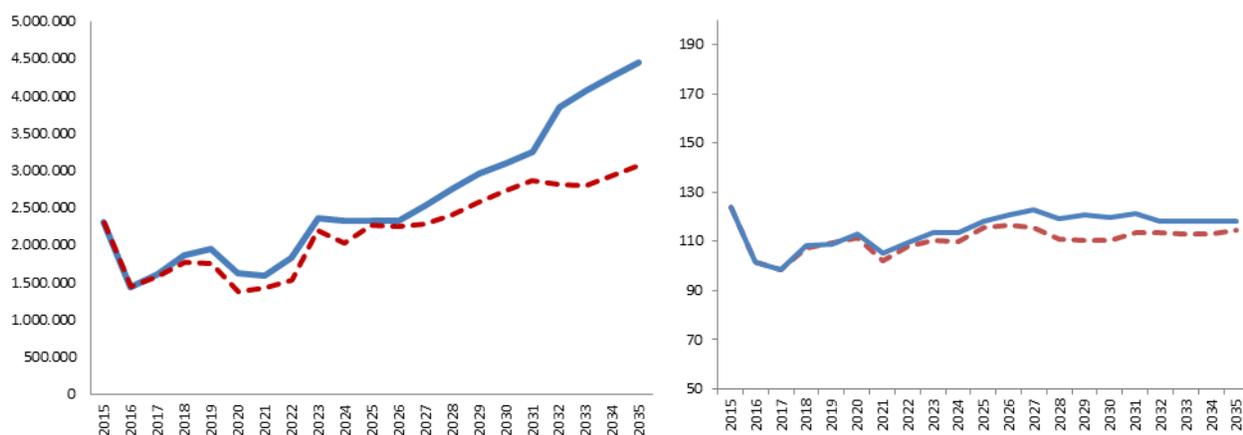
d. Generación de electricidad (GWh)

Figura 51. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de eficiencia energética

En este escenario los efectos de la eficiencia energética en las variables de capacidad instalada y generación de electricidad no son tan notorios. Si bien hay un efecto muy pequeño en la reducción de la generación (principalmente una reducción en la generación de carbón), no es posible apreciar cambios significativos en la capacidad y generación de las tecnologías al compararlos con el escenario base. En este escenario se observa que las tecnologías predominantes (hidro, filo, gas) mantienen su participación en el mercado y

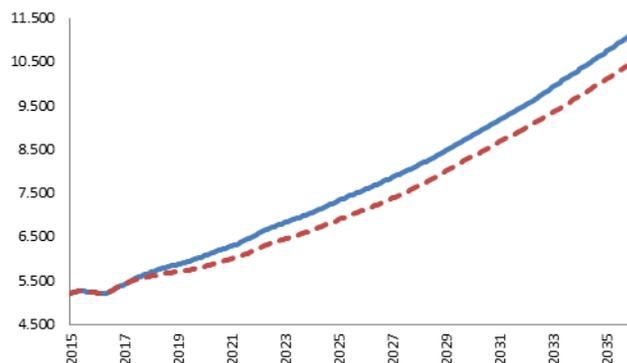
se observa que en el largo plazo aumenta la capacidad instalada de carbón aunque este aumento no es tan significativo como en el escenario base.

A continuación se presenta la Figura 52 con los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad para el escenario de eficiencia energética. Para facilitar la comparación con los resultados en el escenario base, en esta figura se observa en color azul los resultados obtenidos en el escenario base y en color rojo los resultados del escenario de eficiencia.



d. Emisiones del sector (tCO<sub>2</sub>)

e. Precio de electricidad (US/MWh)



f. Demanda de electricidad (GWh)

Figura 52. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de eficiencia energética

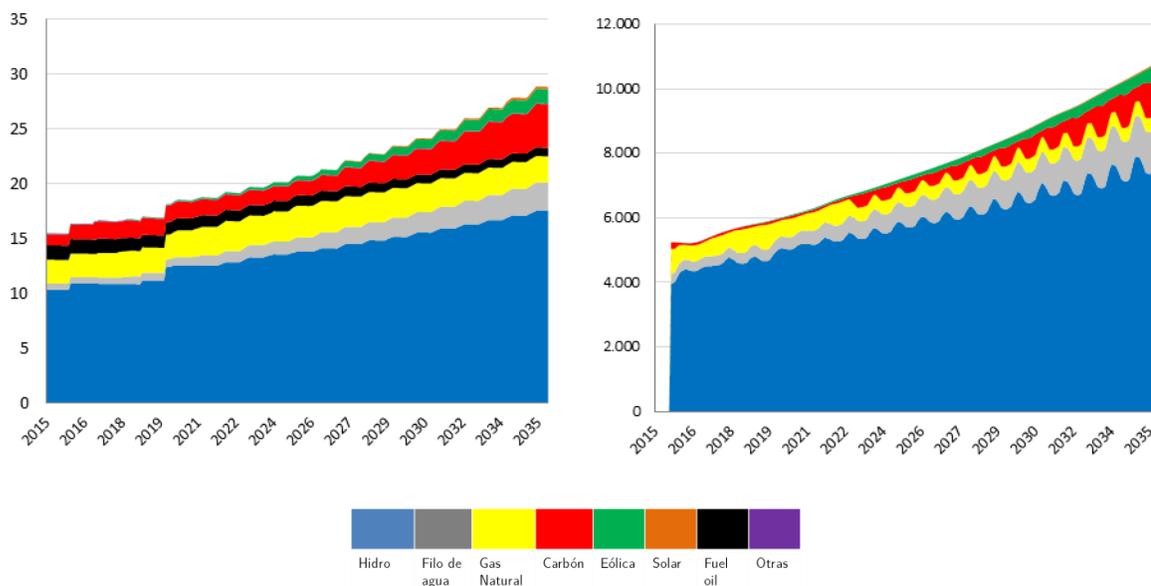
En la Figura 52a se observa cómo las emisiones tienden a disminuir un poco en el tiempo en comparación con el escenario base. El por qué de esta reducción se sustenta en la disminución de la demanda ocasionada por la utilización de equipos más eficientes en los hogares. Como lo presenta la Figura 52c se da una reducción en la demanda aunque no es

tan significativa como en el anterior escenario. Esta reducción en la demanda tiene un efecto en el precio de electricidad, sin embargo en el establecimiento del precio de electricidad intervienen dos ciclos: un ciclo dado por la influencia de la demanda y un ciclo dado por la influencia de la capacidad instalada. En este escenario tiene mayor influencia el ciclo de la capacidad instalada que tiende a disminuir el precio en el tiempo debido a que las utilidades para las tecnologías son menores y debe satisfacerse la demanda con las tecnologías más baratas.

## Conservación de energía:

En este escenario se analizaron políticas en torno a la conservación de la energía, es decir políticas que contribuyan a generar cambios en los hábitos de consumo de los hogares colombianos. El principal motor es el ahorro monetario sin embargo éste no se tuvo en cuenta debido a que actualmente en Colombia los consumidores no cuentan con suficiente y exacta información de sus consumos. De manera que las políticas aplicadas en este escenario giran en torno a campañas de divulgación y educación para aumentar el conocimiento de hábitos más amigables con el medio ambiente y con un consumo más eficiente por parte de los hogares.

En la Figura 53 se presenta el resultado de la simulación cuando en el sistema se analiza la opción de conservación de energía en los hogares. En la Figura 53a se presenta el comportamiento de la capacidad instalada y en la Figura 53b se presenta el comportamiento de la generación de electricidad.



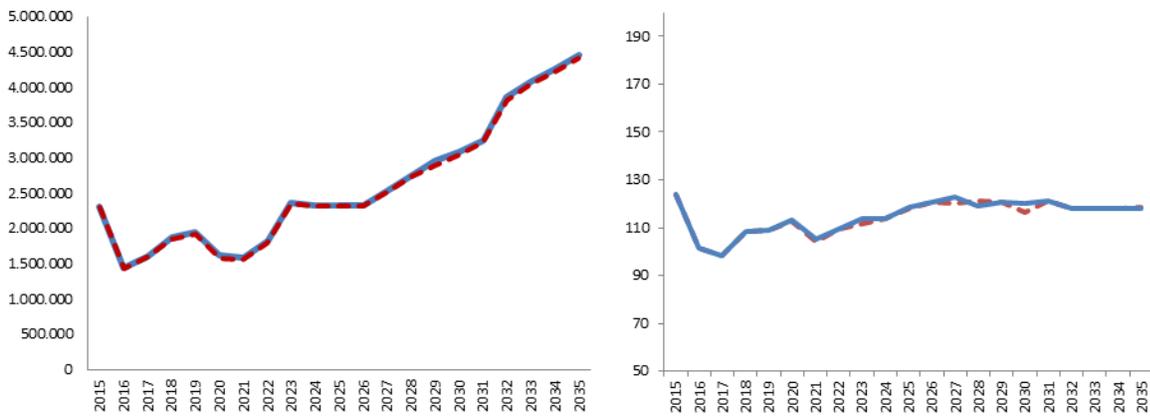
e. Capacidad instalada (GW)

f. Generación de electricidad (GWh)

Figura 53. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario de conservación de energía

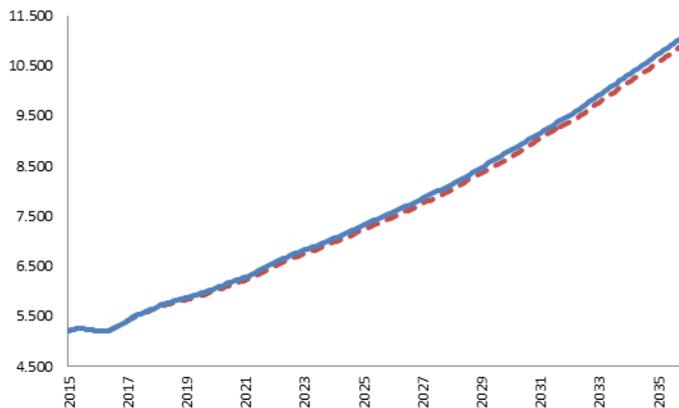
Al igual en que en el escenario de eficiencia energética, en este escenario son muy leves los cambios ocasionados en las variables de capacidad instalada y generación de electricidad al compararse con el escenario base. Hay una pequeña reducción en la generación de electricidad total del sistema, la cual termina afectando la generación en carbón, sin embargo las tendencias en todas las tecnologías se mantienen al compararse con el escenario base.

A continuación se presenta la Figura 54 con los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad para el escenario de conservación de energía. Para facilitar la comparación con los resultados en el escenario base, en este figura se observa en color azul los resultados obtenidos en el escenario base y en color rojo los resultados del escenario de eficiencia.



g. Emisiones del sector (tCO2)

h. Precio de electricidad (US/MWh)



## i. Demanda de electricidad (GWh)

Figura 54. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario de conservación de energía

El principal efecto de los hábitos de conservación en los hogares colombianos se observa en una mínima disminución en la demanda de electricidad como lo presenta la Figura 54c. Sin embargo esta leve disminución en la demanda aun no ocasiona efectos importantes en el resto del sistema, el cual tiende a mantener valores muy cercanos a los observados en el escenario base.

A continuación se presenta la Tabla 18 con los resultados de la evaluación de las políticas por el lado de la demanda teniendo en cuenta los criterios establecidos en este capítulo. Los escenarios que incluyen políticas por el lado de la demanda son: microgeneración, eficiencia y conservación.

Tabla 18. Evaluación de políticas por el lado de la demanda

Escenario (políticas)	Desempeño ambiental		Aceptabilidad política				Viabilidad de aplicación		
	Emisiones ahorradas	% Penetración renovables	Precio política (US / tCO2 ahorrada)	Precio con internalización de las políticas	% Aumento o decremento del precio vs. base	% Aumento o decremento demanda	Margen de reserva de energía firme promedio	Margen de energía de reserva mínimo	Margen de energía de reserva máximo
<b>Base</b>		<b>5,1</b>		<b>115,6</b>			<b>0,33</b>	<b>0,13</b>	<b>0,42</b>
Micro	22.299.182,4	6,4	-352,3	110,7	-4,21%	-16,3%	0,26	0,13	0,42
Eficiencia	8.369.871,3	5,8	-128,3	115,0	-0,51%	-4,9%	0,30	0,13	0,42
Conservación	528.937,1	5,4	1.013,9	115,9	0,24%	-1,1%	0,33	0,13	0,42

En el criterio de desempeño ambiental los tres escenarios ofrecen valores muy similares en el porcentaje de penetración de renovables y a su vez estos valores no difieren significativamente con el porcentaje del escenario base, estos valores son consistentes con lo observado en el análisis de capacidad instalada y generación de electricidad de los otros escenarios, en los cuales no se observaban grandes diferencias. En cuanto al indicador de emisiones ahorradas si hay grandes diferencias entre los escenarios, siendo el escenario de microgeneración el que mayor reducción de emisiones ocasiona en el sistema, por el contrario en el escenario de conservación esta reducción es muy pequeña.

En cuanto al criterio de aceptabilidad política, es notoria la reducción de la demanda del escenario de microgeneración (16.3%), es precisamente este efecto tan notorio en la demanda el que ocasiona otra serie de efectos importantes en el sistema, como por ejemplo el presentado en el precio de electricidad, que aun con la internalización de los subsidios y campañas de divulgación, sigue siendo un precio menor al precio del escenario base. Todo lo anterior lleva a que en un análisis costo beneficio se observe que el escenario de microgeneración ofrece un ahorro por tonelada de CO2 ahorrada, un ahorro mayor que el obtenido en el escenario de eficiencia energética. El escenario de

conservación, a pesar que tiende a disminuir la demanda en un 1.1%, no es suficiente para lograr una reducción de emisiones significativamente en el sistema y por tanto el precio de la implementación de políticas en torno a la conservación es muy alto para el sistema como se observa en el indicador de precio política en la Tabla 18.

Frente al criterio de viabilidad de aplicación, el escenario menos favorable de los 3 planteados por el lado de la demanda, es el escenario de microgeneración, sin embargo los valores para el margen de energía en este escenario son valores aceptables y no indican problemas de seguridad de suministro en el sistema.

De la Tabla 18 se concluye que el escenario de microgeneración es el escenario por el lado de la demanda que proporciona valores más satisfactorios al sistema, teniendo en cuenta que ofrece valores aceptables en todos los indicadores de evaluación de políticas establecidos en esta tesis, es decir que es un escenario que permite la reducción de emisiones sin generar costos en el sistema y sin afectar la seguridad de suministro del mismo.

### 5.3 Evaluación de políticas integradas

Para la evaluación de políticas integradas de la demanda y de la oferta se tomaron todas las políticas aplicadas hasta el momento y se determinaron escenarios con todas las posibles combinaciones de políticas, obteniendo un total de 21 escenarios adicionales a los 6 ya descritos en las secciones anteriores en este capítulo.

En cada uno de los escenarios propuestos se analizaron todos los criterios establecidos en esta tesis: desempeño ambiental, aceptabilidad política y viabilidad de aplicación; teniendo en cuenta los resultados en cada uno de los criterios se estableció cuál es el conjunto de políticas de la oferta y de la demanda que presenta resultados más satisfactorios para el mercado eléctrico colombiano. Los resultados de cada uno de estos escenarios para los criterios antes mencionados se presentan en la Tabla 19.

Para facilidad de lectura en el nombre de los escenarios se utilizaron las siguientes abreviaturas:

- Tax para el impuesto al carbono simplificado
- New tax para el impuesto al carbono modificado
- Fit para el Feed-in tariff
- Micro para microgeneración
- Efi para eficiencia
- Cons para conservación

Debido a la similitud entre el impuesto al carbono simplificado y el impuesto al carbono modificado, en la evaluación de políticas integradas se decidió evaluar solo el impuesto modificado para los escenarios de políticas integradas, ya que los escenarios donde se

evaluaba la política del impuesto al carbono simplificado eran demasiado costosos para el sistema.

Uno de los principales indicadores en la evaluación de las políticas era el costo beneficio que éstas ofrecían al sistema, el cual fue medido por lo que se denominó precio de la política. Partiendo de este indicador se tomaron los escenarios donde dicho indicador mostraba ahorros y no costos al sistema, es decir, todas los escenarios que presentaban valores negativos en la columna “precio política” de la Tabla 19.



Tabla 19. Evaluación de todas las posibles combinaciones de políticas analizadas en esta tesis

Escenario (políticas)	Desempeño ambiental		Aceptabilidad política				Viabilidad de aplicación		
	Emisiones ahorradas	% Penetración renovables	Precio política (US / tCO2 ahorrada)	Precio con internalización de las políticas	% Aumento o decremento del precio vs. base	% Aumento o decremento demanda	Margen de energía firme promedio	Margen de energía mínimo	Margen de energía máximo
<b>Base</b>		<b>5,1</b>		<b>115,6</b>			<b>0,33</b>	<b>0,13</b>	<b>0,42</b>
tax	4.258.959,3	6,3	3.142,4	122,6	6,04%	-0,7%	0,34	0,13	0,43
new tax	4.125.307,4	5,6	1.702,4	119,2	3,16%	-0,4%	0,33	0,13	0,42
FIT	10.052.714,9	18,9	-733,3	111,8	-3,29%	0,7%	0,30	0,13	0,42
Micro	22.299.182,4	6,4	-352,3	110,7	-4,21%	-16,3%	0,26	0,13	0,42
Eficiencia	8.369.871,3	5,8	-128,3	115,0	-0,51%	-4,9%	0,30	0,13	0,42
Conservación	528.937,1	5,4	1.013,9	115,9	0,24%	-1,1%	0,33	0,13	0,42
tax fit	10.744.304,6	15,5	514,3	118,4	2,48%	-0,3%	0,32	0,13	0,43
tax micro	23.478.740,6	7,1	-356,8	110,4	-4,48%	-16,2%	0,26	0,13	0,42
tax efi	8.997.599,1	6,1	1.287,3	121,9	5,49%	-5,5%	0,33	0,13	0,44
tax cons	4.829.233,4	6,3	2.647,6	122,3	5,84%	-1,8%	0,34	0,13	0,43
new tax fit	14.652.707,3	19,5	-513,6	111,7	-3,36%	0,4%	0,29	0,13	0,42
new tax micro	22.598.906,2	6,3	-249,6	112,1	-3,03%	-16,5%	0,26	0,13	0,42
new tax efi	9.830.146,7	5,3	484,0	118,2	2,25%	-5,1%	0,30	0,13	0,42
new tax cons	4.556.599,2	5,3	1.548,5	119,3	3,21%	-1,5%	0,32	0,13	0,42
fit micro	25.144.187,8	23,6	-1.158,2	97,9	-15,28%	-14,6%	0,24	0,07	0,42
fit efi	20.129.627,8	20,6	-773,2	107,2	-7,26%	-3,9%	0,26	0,13	0,42
fit cons	14.418.539,0	20,0	-871,6	109,0	-5,66%	-0,5%	0,28	0,13	0,42
micro efi	24.825.925,0	5,7	-626,1	105,5	-8,69%	-19,8%	0,26	0,13	0,44
micro cons	23.180.318,0	6,3	-394,9	109,8	-4,96%	-17,3%	0,26	0,13	0,42
efi cons	10.568.742,2	5,4	-104,3	115,0	-0,52%	-5,8%	0,29	0,13	0,42
new tax fit micro	25.311.266,9	22,1	-1.057,1	99,3	-14,07%	-14,8%	0,25	0,08	0,42
new tax fit efi	21.696.266,7	20,9	-747,6	106,8	-7,56%	-3,9%	0,26	0,13	0,42
new tax fit cons	16.271.568,0	19,1	-561,7	110,8	-4,12%	-0,7%	0,28	0,13	0,42
new tax fit micro efi	25.312.828,3	20,6	-1.260,7	95,3	-17,53%	-18,4%	0,25	-0,01	0,45
new tax fit micro cons	25.243.378,1	21,5	-1.243,4	96,4	-16,61%	-15,3%	0,25	0,05	0,43
new tax fit micro efi cons	25.472.361,3	21,1	-1.277,6	94,6	-18,10%	-19,4%	0,24	0,00	0,46

En una primera instancia se analizaron políticas solo por el lado de la oferta, y en una segunda instancia solo políticas por el lado de la demanda, se presenta cada uno de estos escenarios con sus resultados en los diferentes indicadores y criterios, si se suman los resultados de las políticas por el lado de la oferta con los resultados de las políticas por el lado de la demanda, se obtiene una evaluación integrada de políticas la cual como se muestra en la Tabla 19 no es la suma de efectos de la demanda y la suma de efectos de la oferta, sino que existe una realimentación entre todas las variables que hace que los resultados sean diferentes a este supuesto, razón que justifica la importancia de hacer un estudio integrado de políticas.

El escenario que mejores resultados tuvo en el indicador de costos de la política es el escenario que manejaba todas las políticas, es decir, el último escenario de la Tabla 19 denominado: new tax fit micro efi cons, sin embargo en una evaluación más robusta de dicho escenario se encontró que en el criterio de viabilidad de aplicación, específicamente con el margen mínimo, se obtenían valores desfavorables para el sistema puesto que llevaba al margen de energía a valores del 0%<sup>3</sup>, es decir, valores considerados como potenciales racionamiento en el sistema.

La anterior situación también ocurría con los escenarios: “new tax micro efi” y “new tax micro cons”, de manera que tampoco fueron considerados como favorables. El siguiente escenario con una evaluación favorable en el indicador de precio de política fue el escenario fit micro. Si bien en este escenario se tienen valores bajos en el margen de energía, están por encima de los considerados como racionamiento. Este escenario tiene valores favorables en todos los criterios, en cuanto al desempeño ambiental permite una reducción considerable de emisiones a la vez que se da un alto porcentaje de participación de renovables en el mercado, aproximadamente una participación del 23.6%. Adicionalmente en el criterio de aceptabilidad política lleva a reducciones en el precio en comparación con el escenario base. De esta manera es que se selecciona el escenario de fit micro como el escenario más favorable para la reducción de emisiones en el sector eléctrico colombiano.

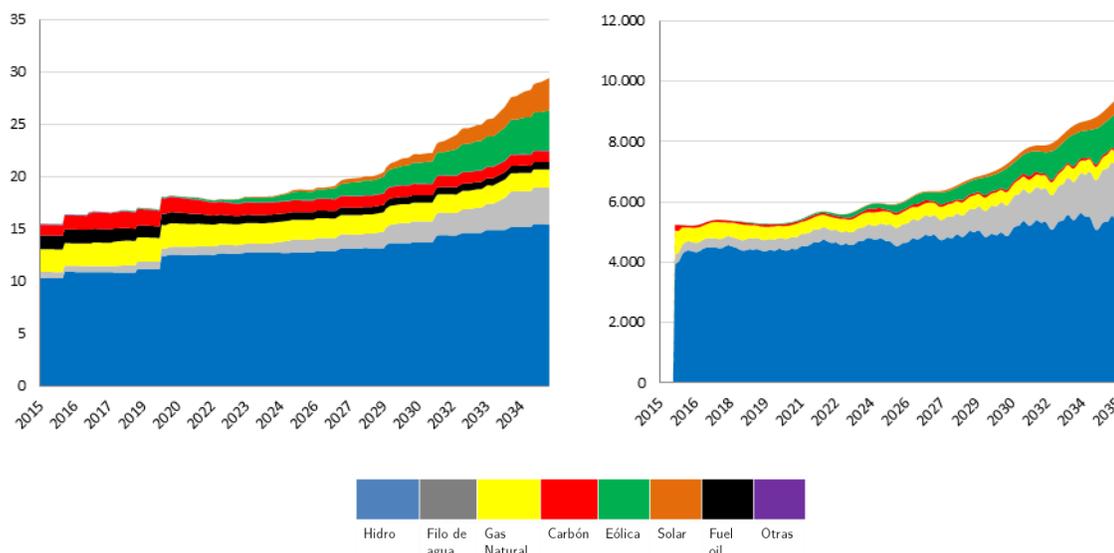
A continuación se hace una descripción más detallada de las variables más importantes del sistema en presencia de estas dos políticas: por el lado de la oferta Feed-in tariff; y por el lado de la demanda, microgeneración.

## **Escenario “FIT MICRO”:**

En este escenario se evalúa la política de Feed-in tariff para eólica y solar y la política de microgeneración simultáneamente. En la Figura 55 se presenta el resultado de la simulación en este escenario. En la Figura 55a se presenta el comportamiento de la capacidad instalada y en la Figura 55b se presenta el comportamiento de la generación de electricidad.

---

<sup>3</sup> Valores en el margen de reserva en energía inferiores al 5% se consideran como potenciales de racionamiento.



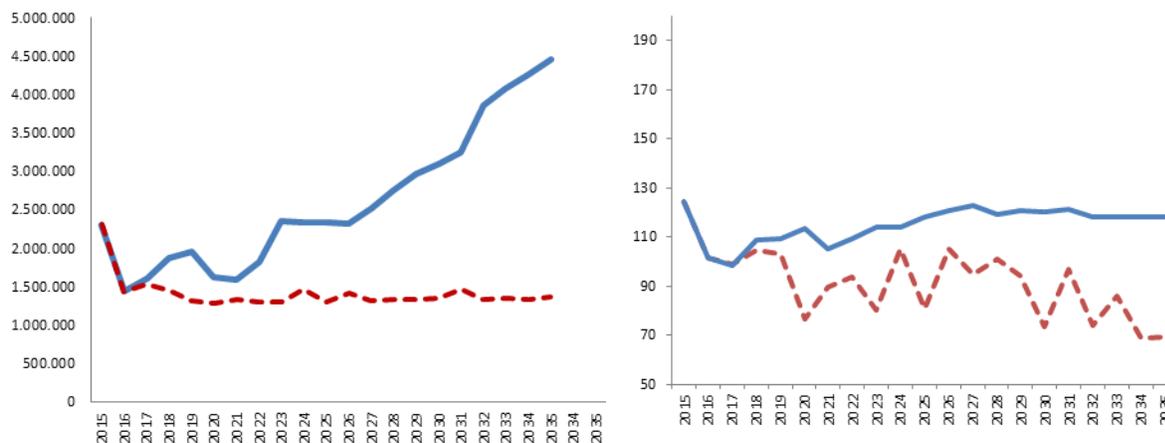
a. Capacidad instalada (GW)

b. Generación de electricidad (GWh)

Figura 55. Capacidad instalada y generación de electricidad en el escenario fit-micro

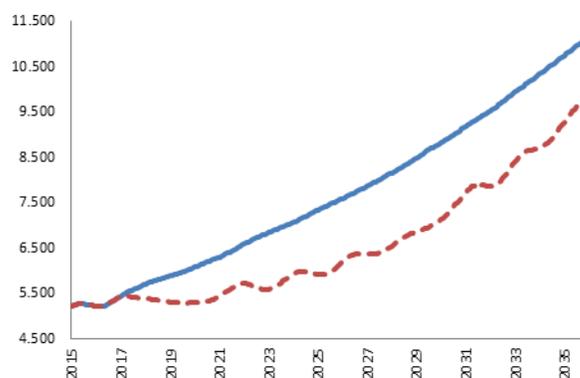
En los resultados de la simulación, en términos de capacidad instalada y en comparación con el escenario base se observa que las tecnologías basadas en combustibles fósiles (carbón y gas natural) disminuyen considerablemente su participación en el mercado y esta participación es asumida por las tecnologías renovables (eólica y solar), razón por la que al final de la simulación se cuenta con una participación de renovables del 23%. El anterior comportamiento se debe a varias razones: en primer lugar la presencia del Feed-in tariff incentiva la nueva capacidad de renovables y en segundo lugar, la presencia de microgeneración en el sistema lleva a que la demanda disminuya y que se satisfaga con las tecnologías que tienen menores costos de generación: hidro, filo, eólica y solar. De manera que se convierte en un ambiente favorable para el impulso de renovables en el sistema.

A continuación se presenta la Figura 56 con los resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad. Para facilitar la comparación con los resultados en el escenario base, en este figura se observa en color azul los resultados obtenidos en el escenario base y en color rojo los resultados del escenario fit micro.



a. Emisiones del sector (tCO2)

b. Precio de electricidad (US/MWh)



c. Demanda de electricidad (GWh)

Figura 56. Resultados de emisiones, precio y demanda de electricidad en el escenario fit-micro

Las emisiones del sector se reducen considerablemente debido a que la participación de carbón y gas disminuye en el sistema, sin embargo se observa que las emisiones nunca se hacen cero durante todo el escenario debido a un supuesto importante en el sistema y es la presencia de la generación de seguridad<sup>4</sup>, la cual se soporta en Gas y Carbón,

<sup>4</sup> La seguridad de seguridad corresponde a la generación obligatoria en el sistema eléctrico colombiano debido a condiciones de red. Este valor de generación de seguridad es constante en el modelo en dos sentidos: primero en la cantidad mensual de esta generación y segundo, en quién la hace, durante todo el período de simulación lo harán las mismas tecnologías (gas y carbón). El valor de esta generación de seguridad corresponde al valor histórico promedio mensual del sistema eléctrico colombiano suministrado por XM.

proporcionando un piso a las emisiones en todos los escenarios<sup>5</sup>. El porcentaje de reducción de emisiones en este escenario es del 45%.

En cuanto al precio de electricidad, se observa que el precio en este escenario tiene una disminución considerable con respecto al escenario base, la disminución del precio promedio de este escenario con respecto al escenario base es de 15,28%. La disminución en el precio se debe principalmente a la interacción de las dos políticas (Feed-in tariff y microgeneración). Por un lado se tiene que la microgeneración disminuye considerablemente la demanda de electricidad como lo muestra la Figura 56c, de manera que la nueva demanda reducida debe satisfacerse con las tecnologías más económicas en cuanto a costos de generación. Por el otro lado, se tiene que el Feed-in tariff incentiva la inversión de eólica y solar, estas dos tecnologías tienen costos de generación más bajos que los costos de las tecnologías basadas en combustibles fósiles, permitiendo que la nueva demanda se satisfaga con estas tecnologías y llevando a que el precio del mercado disminuya.

Cada año hay mayores usuarios que microgeneran, por tanto se reduce la demanda del sistema; y cada año se invierte en mayor capacidad eólica y solar (tecnologías que con el paso del tiempo reducen sus costos debido a las curvas de aprendizaje), así que cada año se tiene una mayor reducción en el precio.

## 5.4 Conclusiones del capítulo 5

Para la evaluación de políticas, se recurrió a la literatura para formular criterios de evaluación de políticas de mitigación que estuvieran acordes al mercado eléctrico colombiano y al alcance de esta tesis. Los criterios utilizados fueron: desempeño ambiental, aceptabilidad política y viabilidad de aplicación. En cada uno de estos criterios se establecieron indicadores tales como: % reducción de emisiones, que establece el porcentaje en el que se reducen las emisiones con respecto al escenario base; % de penetración de energías renovables en el escenario; precio de la política por emisión ahorrada medida en pesos/tCO<sub>2</sub> ahorrada; precio de electricidad internalizando todas las políticas revisadas en el escenario ; porcentaje de incremento del precio de ese escenario con respecto al precio del escenario base; % de incremento de la demanda en determinado escenario con respecto al escenario base, y por último la seguridad de suministro se evaluó utilizando como indicadores el margen de reserva de energía promedio, el margen de energía mínimo y el margen de energía máximo.

Los resultados en el escenario base, es decir en el escenario en ausencia de políticas, se observó que el predominio de la participación de la tecnología hidráulica en la generación de electricidad se mantiene y se observó un aumento en la capacidad instalada de carbón debido al aumento de sus utilidades. Este aumento en la participación de carbón tiene un

---

<sup>5</sup> La evaluación de políticas encaminadas a la reducción de esta generación de seguridad pueden incluirse en trabajos, ya que no estaba en el alcance de este trabajo, pero aportarían a la disminución de emisiones al sistema.

efecto significativo en las emisiones, puesto que estas tienden a aumentar en el largo plazo. El precio se mantiene con una ligera tendencia al crecimiento y la demanda muestra un crecimiento constante, impulsada principalmente por su elasticidad al PIB y el crecimiento poblacional.

Por el lado de la oferta, se aplicaron como políticas el impuesto al carbono y el Feed-in tariff para eólica y solar. Si se compara la política del impuesto al carbono simplificado (tax) con el impuesto al carbono modificado (new tax) se observó que en cuanto a emisiones ahorradas los valores son casi los mismos, sin embargo en términos del precio del sistema sí se observan cambios significativos, donde el impuesto al carbono modificado ofrece menos costos para el sistema manteniendo valores aceptables en el margen de energía. En este sentido, el new tax se puede considerar como una estrategia dominante sobre el tax.

Si se internaliza el precio de las políticas de los 3 escenarios (impuesto al carbono simplificado, impuesto al carbono modificado y Feed-in tariff) se obtiene que el impuesto al carbono simplificado tiene un aumento del 12% con respecto al precio del escenario base, mientras que la política del Feed-in tariff reduce el precio en un 3,29% con respecto al precio base. De manera que se concluye que la política del Feed-in tariff es la política por el lado de la oferta que mejores resultados ofrece en torno a los indicadores establecidos, puesto que permite reducción de emisiones sin generar costos en el sistema y sin afectar la seguridad de suministro del mismo.

En la evaluación de políticas por el lado de la demanda se evaluaron los escenarios de microgeneración con Solar PV en el sector residencial, eficiencia energética con sustitución de neveras, lavadoras y estufas, y conservación de energía a través de mayor conocimiento y divulgación de hábitos verdes.

En cuanto al indicador de emisiones ahorradas si hay grandes diferencias entre los escenarios, siendo el escenario de microgeneración el que mayor reducción de emisiones ocasiona en el sistema y el escenario de conservación esta reducción es muy pequeña. En cuanto al criterio de aceptabilidad política, es notorio el efecto de reducción de la demanda que tiene el escenario de microgeneración con una reducción del 18% con respecto al escenario base. El escenario de conservación, a pesar de que tiende a disminuir la demanda en un 1.5%, no es suficiente para lograr una reducción de emisiones significativa en el sistema haciendo que el precio de la implementación de políticas en torno a la conservación sea muy alto para el sistema.

Frente al criterio de viabilidad de aplicación, el escenario menos favorable de los 3 planteados por el lado de la demanda, es el escenario de microgeneración, sin embargo los valores para el margen de energía en este escenario son valores aceptables y no indican problemas de seguridad de suministro en el sistema. Por tanto se concluye que de la evaluación de políticas por el lado de la demanda, el escenario de microgeneración es el escenario que proporciona valores más satisfactorios al sistema, teniendo en cuenta que

ofrece valores aceptables en todos los indicadores de evaluación de políticas establecidos en esta tesis.

De la evaluación de políticas integradas se concluyó que los resultados de evaluación de las mismas no es la suma de efectos de la demanda y oferta, sino que existe una realimentación entre todas las variables que hace que los resultados sean diferentes a este supuesto, razón que justifica la importancia de hacer un estudio integrado de políticas.

A pesar de que los escenarios donde se combinaban mayor número de políticas fueron los escenarios con valores más significativos en cuanto al precio de la política, estos escenarios afectaban la seguridad de suministro del sistema, de manera que el escenario con una evaluación más favorable en todos los indicadores fue el escenario fit micro. Si bien en este escenario se tienen valores bajos en el margen de energía, están por encima de los considerados como potenciales de racionamiento.

A continuación se presenta el capítulo de conclusiones y recomendaciones de la tesis.

## 6. Conclusiones y recomendaciones

La evaluación de políticas de mitigación de efecto invernadero en el sector eléctrico requiere de herramientas que permitan hacer un análisis a largo plazo del sistema para poder evidenciar los efectos de estas nuevas políticas, adicionalmente que tenga en cuenta la incertidumbre propia del sector eléctrico en cuanto a la variabilidad de las fuentes renovables y a la demanda, así como la incertidumbre propia de las características de la reducción de emisiones, donde no existe un solo agente ni una sola solución óptima del sistema.

En esta tesis se mostró cómo en la literatura se han abordado diferentes metodologías de simulación para estudiar la incorporación de políticas en modelos energéticos y a pesar de la gran variedad de modelos se han tenido dificultades para implementar políticas que vayan más allá del impuesto al carbono o comercio de emisiones. Obteniendo un análisis limitado del verdadero alcance que tengan las estrategias de mitigación de emisiones de carbono.

El estudio que se realizó en esta tesis doctoral se enfocó en el entendimiento de la dinámica alrededor del sector eléctrico en el tiempo y los efectos en el sector con la incorporación de varias políticas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, a través del uso de la simulación, la cual juega un papel crucial en el estudio de sistemas complejos y en el entendimiento de cómo estos sistemas funcionan, y cómo éstos pueden ser controlados eficientemente.

Frente a esto, en esta tesis se planteó como objetivo general: Proponer una plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en la industria de la electricidad, que comprenda tanto la demanda como la oferta.

Y como objetivos específicos:

- Identificar y sintetizar políticas y regulaciones tendientes a la reducción de emisiones en el sector eléctrico tanto desde la demanda como desde la oferta.
- Construir una plataforma de simulación para la evaluación de políticas, la cual integre el mercado, la oferta y demanda del sector eléctrico.
- Evaluar la plataforma de políticas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a través de su aplicación en el caso colombiano.

A continuación se presentan las conclusiones asociadas a cada uno de estos objetivos.

## **6.1 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos**

A continuación se describen las conclusiones asociadas a cada uno de los objetivos que se trazaron para el cumplimiento del objetivo general.

### **6.1.1 Objetivo específico 1**

“Identificar y sintetizar políticas y regulaciones tendientes a la reducción de emisiones en el sector eléctrico tanto desde la demanda como desde la oferta”.

El capítulo 3 de este documento presenta las diferentes opciones de políticas que pueden implementarse en el sector eléctrico con el objetivo de mitigar gases de efecto invernadero, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda.

La experiencia internacional ha mostrado que la política más usada es el Feed-in tariffs (FIT). Un gran número de investigaciones han verificado que el FIT es una política eficiente para estimular el rápido desarrollo de energías renovables comparadas con otras políticas, ya que el FIT permite la oferta de energía renovable de manera estable y a costos más bajos.

Adicionalmente, del capítulo 3 se concluye que la eficiencia energética es tal vez el campo con mayor número de programas desarrollados por su gran efectividad. Estos programas se acompañan con medidas que favorecen la inversión en eficiencia energética a través de la implementación de mecanismos que van desde impuestos, subsidios directos hasta exención de impuestos.

Sin embargo, en este capítulo se concluye que a pesar de la gran variedad de políticas tanto para el lado de la oferta como para el lado de la demanda, no existe una estrategia que se considere la más acertada, sino que depende de las condiciones del mercado. En la mayoría de los casos, la aplicación de políticas adoptada en cada uno de los países se comprende de un conjunto de mecanismos tanto de la oferta como de la demanda y en su conjunto producen la mezcla de políticas que mejor se adapta a las circunstancias de cada país.

### **6.1.2 Objetivo específico 2**

“Construir una plataforma de simulación para la evaluación de políticas, la cual integre el mercado, la oferta y demanda del sector eléctrico”

En el capítulo 4 se inició presentando la hipótesis elaborada para la explicación de la estructura del modelo de simulación desarrollado para la plataforma de Simulación, luego se presentó con mayor detenimiento el modelo de simulación junto con sus ecuaciones más representativas y por último se presentó la interfaz gráfica de la plataforma que permite la evaluación del comportamiento del sistema eléctrico colombiano al aplicarse políticas de mitigación de gases de efecto invernadero.

En dicho capítulo se presentó el modelo que tiene que plantea la hipótesis del mercado eléctrico compuesto por dos estructuras principales que interactúan entre sí: la oferta y la demanda. La primera estructura corresponde a la estructura básica del mercado de eléctrico pero con especial énfasis en la oferta de electricidad. La segunda estructura corresponde al mercado de electricidad pero con énfasis en la demanda, donde se desagregó el sector residencial, enfocándose en las viviendas y el proceso de adopción de nuevas tecnologías, basado en la teoría de la racionalidad limitada en la toma de decisiones, donde se identifican un grupo de oportunidades y deseos presentes en los consumidores a la hora de autogestionar su consumo.

En el desarrollo del modelo de simulación, se establecieron 6 módulos interrelacionados entre sí: capacidad instalada, formación de precio, indicadores económicos, demanda de electricidad, demanda residencial, y políticas y regulaciones, los cuales en su conjunto permiten la evaluación de políticas tanto de la oferta como de la demanda. Dicho modelo de simulación estuvo sujeto a un proceso de validación para brindar mayor confiabilidad en su estructura y comportamiento.

Por último se presentaron figuras que ilustran la interfaz gráfica para facilitar la interacción del usuario con la plataforma y de esta manera la evaluación de políticas.

### **6.1.3 Objetivo específico 3**

“Evaluar la plataforma de políticas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a través de su aplicación en el caso colombiano”

En el capítulo 5 se presentó todo el proceso de evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero para el caso colombiano a través de la utilización de la plataforma de simulación desarrolla en esta tesis doctoral.

Para la evaluación de política se establecieron criterios de evaluación tales como: % reducción de emisiones, que establece el porcentaje en el que se reducen las emisiones con respecto al escenario base; % de penetración de energías renovables en el escenario; : precio de la política por emisión ahorrado medida en pesos/tCO<sub>2</sub> ahorrada; precio de electricidad internalizando todas las políticas revisadas en el escenario ; porcentaje de incremento del precio de ese escenario con respecto al precio del escenario base; % de incremento de la demanda en determinado escenario con respecto al escenario base, y por último la seguridad de suministro se evaluó utilizando como indicadores el margen de reserva de energía promedio, el margen de energía mínimo y el margen de energía máximo.

A través de la evaluación de políticas se pudo concluir que en el escenario en ausencia de políticas, la participación de la tecnología hidráulica en la generación de electricidad se

mantiene y se observó un aumento en la capacidad instalada de carbón la cual tiende a aumentar las emisiones en el largo plazo.

Para el caso colombiano, por el lado de la oferta, se observaron cambios significativos entre el impuesto al carbono y el impuesto al carbono modificado, en términos del precio para el sistema, donde el impuesto al carbono modificado ofrece menos costos para el sistema manteniendo valores aceptables en el margen de energía. En términos generales, la política del Feed-in tariff es la política por el lado de la oferta que mejores resultados ofrece en torno a los indicadores establecidos, puesto que permite reducción de emisiones sin generar costos en el sistema y sin afectar la seguridad de suministro del mismo.

En la evaluación de políticas por el lado de la demanda, el escenario de microgeneración es el escenario que proporciona valores más satisfactorios al sistema, teniendo en cuenta que ofrece valores aceptables en todos los indicadores de evaluación de políticas establecidos en esta tesis.

De la evaluación integrada, se concluyó que los escenarios donde se combinaban mayor número de políticas fueron los escenarios con valores más significativos en cuanto al precio de la política, pero estos escenarios afectaban la seguridad de suministro del sistema, de manera que el escenario con políticas integradas que presentaba una evaluación favorable en todos los indicadores fue el escenario fit micro

Adicionalmente, en el capítulo 5 a través de la evaluación de políticas para el caso colombiano por medio de la plataforma de simulación desarrollada se concluyó que los resultados de evaluación de políticas integradas no es la suma de efectos de la demanda y la suma de efectos de la oferta, sino que existe una realimentación entre todas las variables que hace que los resultados sean diferentes a este supuesto, razón que justifica la importancia de hacer un estudio integrado de políticas.

#### **6.1.4 Objetivo general**

“Proponer una plataforma para la evaluación de políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en la industria de la electricidad, que comprenda tanto la demanda como la oferta”.

La plataforma formulada en esta tesis es presentada en el capítulo 4. El modelo de simulación que permite la evaluación de políticas en el mercado eléctrico colombiano y la interfaz gráfica de la plataforma fueron desarrolladas en el software de simulación Powersim Studio 9.

La plataforma de simulación permitió evaluar políticas de mitigación de gases de efecto invernadero en el mercado eléctrico colombiano como se observó en el capítulo 5 de esta tesis. En la plataforma el usuario podrá encontrar políticas tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda e interactuar con ellas ya sea independientemente o de manera integrada. Las políticas con las que el usuario puede interactuar son:

Por el lado de la oferta:

- Impuesto al carbono: con una versión simplificada propuesta en la literatura y una versión modificada propuesta en esta tesis.
- Feed-in tariff para eólica y solar.

Por el lado de la demanda:

- Microgeneración solar para el sector residencial: la cual cuenta con subsidios a la inversión, reducción de tasas de interés y campañas de divulgación y publicidad tecnológica.
- Eficiencia energética: la cual incluye sustitución de electrodomésticos en los hogares colombianos. Los electrodomésticos a sustituir son: neveras, estufas y/o lavadoras. Los electrodomésticos cuentan con políticas de subsidios a la compra inicial, reducción de tasas de interés y campañas de divulgación y publicidad.
- Conservación de energía: proporciona el efecto de hábitos verdes en los hogares colombianos y cuenta con la política de campaña de publicidad y divulgación de estas buenas prácticas.

A través de la ventana de inicio de la plataforma, el usuario encontrará el menú principal compuesto por: introducción, estructura del modelo, controles, escenarios, resultados y evaluación de políticas.

La evaluación de políticas se realizó siguiendo criterios específicos de evaluación de políticas de mitigación y adicionalmente fue posible observar el comportamiento de las variables más importantes del sistema en cada uno de los escenarios planteados.

## **6.2 Aportes específicos de esta tesis**

A continuación se presentan los aportes que este trabajo doctoral realiza en la comprensión de la problemática, la metodología de modelado de sistemas y a la evaluación de políticas de mitigación de GEI en el sector eléctrico.

### **6.2.1 Aportes a la comprensión de la problemática**

Los mercados eléctricos son sistemas complejos que al ser analizados para el cumplimiento de nuevos objetivos como la reducción de emisiones incrementa aún más su complejidad. A través de este trabajo doctoral se demostró que el cumplimiento de múltiples objetivos en los mercados eléctricos: reducción de emisiones, precios asequibles y seguridad de suministro, requiere de una revisión exhaustiva de políticas, donde se analicen diferentes criterios de evaluación que le apunten a todos los objetivos, puesto

que el cumplimiento de uno de los objetivos no implica necesariamente el cumplimiento de los demás objetivos.

A través de la sección de evaluación integrada de políticas, se evidenció que a mayor cantidad de políticas no implica necesariamente mayor eficiencia en el sistema. Los resultados de la evaluación integrada en el escenario donde se analizó, Feed-in tariff, impuesto al carbono, microgeneración, eficiencia energética y conservación de energía mostraron que la implementación conjunta de todas estas políticas pueden afectar la seguridad de suministro del sistema.

Adicionalmente, se concluyó que es de vital importancia hacer una evaluación de políticas para mitigación de GEI previa a la implementación de dichas políticas, ya que al enfrentar a un sistema complejo como lo es un mercado eléctrico, las fuertes interacciones entre los agentes del sistema pueden llevar a resultados no esperados, que definitivamente pueden ser muy costosos o perjudiciales para los consumidores.

## **6.2.2 Aportes en la metodología de modelado de sistemas**

Con este trabajo doctoral se presenta un avance en el establecimiento de una estructura causal que de explicación de la aplicación de políticas de Mitigación de GEI en los mercados eléctricos. Lo anterior se llevó a cabo a través de la sección 4.1 en la cual se presentaron los diagramas causales construidos para el entendimiento de la problemática y establecimiento de la estructura causal de mercados eléctricos y la implementación de políticas tanto de la oferta como de la demanda.

Se presentó un estudio del sistema a través de simulación con Dinámica de sistemas, donde metodológicamente se realizó un modelado agregado como el presentado en el lado de la oferta y al mismo tiempo permitió realizar un modelado desagregado para el lado de la demanda. Adicionalmente en el modelado de la demanda se incorporó la teoría de deseos y oportunidades de Elster para la representación de políticas enfocadas a eliminar las principales barreras de las nuevas tecnologías de generación a las que se puede enfrentar un consumidor.

En esta investigación se planteó una plataforma de simulación que facilita la interacción del usuario con la evaluación de políticas en el mercado eléctrico colombiano. No todos los usuarios tienen conocimiento de la herramienta de simulación utilizada (Powersim), de manera que puede dificultarse la evaluación de políticas, pero al desarrollarse una plataforma con una interfaz de usuario amigable, se permite una mayor interacción, comprensión y análisis de políticas, donde se conozca en términos generales de la problemática y de la estructura del modelo, para luego interactuar con las políticas y revisar posibles escenarios futuros para el mercado eléctrico colombiano.

### 6.2.3 Aportes a la evaluación de políticas de mitigación de GEI

Durante este trabajo doctoral fue posible hacer un seguimiento a las diferentes opciones de política que tienen los mercados eléctricos para reducir emisiones, donde no solo se cuenta con opciones para impulsar tecnologías renovables sino que existe una gran variedad de políticas enfocadas en el consumidor, en sus hábitos de compra y comportamiento.

En el capítulo 4 se hace una mayor descripción de una opción de mejora a una política que ha sido de gran aplicación a nivel internacional: el impuesto al carbono. Si bien la manera como se hace su implementación permite lograr reducciones de CO<sub>2</sub> en el sector, esta política puede llevar a aumentar significativamente el precio de la electricidad. En esta tesis se hace una propuesta que permite que esta política pueda lograr reducciones de CO<sub>2</sub> sin afectar directamente al consumidor ya que no eleva significativamente el precio de la electricidad.

Esta tesis hace un aporte importante dirigido a una evaluación “integrada” de políticas de mitigación de GEI en el sector eléctrico. Los mercados eléctricos se caracterizan por fuertes relaciones entre la demanda y la oferta, estas realimentaciones juegan un papel primordial en el momento de evaluar política puesto que puede llevar a resultados contraintuitivos. En el capítulo 5 se observó a través de la evaluación integrada de políticas que los resultados por el lado de la oferta pueden ser diferentes a los resultados obtenidos por el lado de la demanda y los resultados de políticas integradas no es la suma de efectos de la demanda y la suma de efectos de la oferta, sino que existe una realimentación entre todas las variables que hace que los resultados sean diferentes a este supuesto, razón que justifica la importancia de hacer un estudio integrado de políticas.

Adicionalmente, se tiene que la política del impuesto al carbono es una de la más utilizadas en los mercados eléctricos, en un país como Colombia, es una política que no ofrece resultados significativos en términos de precio como si lo presenta una política de Feed-in tariff.

Por el lado de la demanda, las políticas de eficiencia y conservación permiten una reducción de emisiones, sin embargo sus efectos son aún muy bajos para generar resultados significativos en el sistema. Contrario a lo ocurrido con una política de microgeneración, la cual permite reducir emisiones con ahorro en la política y sin afectar la seguridad de suministro.

En cuanto a la evaluación integrada, puede pensarse que a mayor número de políticas aplicadas mayores efectos y mejores resultados pueden verse en el sistema. Los resultados obtenidos en esta tesis para los escenarios con todas las políticas al tiempo mostraron problemas en la seguridad de suministro del sistema, de manera que no es necesario tener un gran número de políticas para tener resultados satisfactorios.

## 6.3 Recomendaciones y trabajo futuro

A continuación se enuncian una serie de aspectos que se podrían desarrollar en un futuro para emprender investigaciones similares o fortalecer la investigación realizada.

Si bien el modelo es bastante amplio en su sección de la demanda, aún faltan sectores económicos que podrían incluirse para su modelado. Se considera oportuno incluir los sectores comercial e industrial puesto que en su conjunto representan el 60% de la demanda del país, haciendo que sean porciones del mercado potencial para la microgeneración y demás políticas por el lado de la demanda.

En este modelo se aplicaron un número determinado de políticas, pero si bien la revisión de políticas realizada en el capítulo presenta un gran abanico de las posibles políticas que pueden implementarse, otras tantas que quedaron por fuera del alcance de este trabajo.

## 6.4 Divulgación de resultados

Los resultados de esta tesis han sido difundidos en diferentes publicaciones de carácter nacional e internacional los cuales se detallan a continuación:

Artículo de investigación (en evaluación) de Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. Assessing emissions-mitigation energy policy under integrated supply and demand analysis: the Colombian case. *Journal of cleaner production*.

Capítulo libro de Dyner, I., Franco, C. J., & Cardenas, L. (2013). Making Progress Towards Emissions Mitigation: Modeling Low-Carbon Power Generation Policy. In H. Qudrat-Ullah (Ed.), *Energy Policy Modeling in the 21st Century* (pp. 235-250). Toronto, Canada: Springer New York.

Ponencia Zapata, M., Franco, C., Cárdenas, L. & Dyner, I. (2014) Evaluación de la difusión de microgeneración. XII Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas. Bogotá, Colombia.

Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. (2014). Evaluación de políticas para la promoción de fuentes no convencionales de energía renovable. XII Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas. Bogotá, Colombia.

- 
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. (2014). Low-Carbon Power Policy and its Implication on Electricity Prices and Demand. 37th IAEE International Conference. New York, USA.
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. (2014). Assessment of internalization of emission costs for the electricity industry. Energy Systems Conference. London, UK.
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. (2013). Participación de la demanda en la reducción de emisiones en electricidad. XI Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas. Ciudad de México, Mexico.
- Ponencia Zapata, M., Franco, C., Cárdenas, L. & Dyner, I. (2013) Efecto de la selección de tecnologías renovables en la demanda de electricidad residencial. . XI Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas. Ciudad de México, México
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. (2013). "Integración de la demanda y la oferta en la evaluación de políticas de mitigación de GHG en el sector eléctrico". Evento: XI Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas. Bucaramanga, Colombia
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. (2013). Assessing policy for mitigating greenhouse gases in electricity. 31th International Conference of the System Dynamics Society (p. 38). Cambridge, Massachusetts. ISBN 978-1-935056-11-9
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., Dyner, I. & Fernández, O. (2013). Evaluación de políticas de reducción de emisiones en la industria de la electricidad. 4° Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía. Montevideo, Uruguay.

- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C., & Dyner, I. (2012). Making progress towards defossilisation: modelling low-carbon policy for power generation. 30th International Conference of the System Dynamics Society. St. Gallen, Switzerland. ISBN 978-1-935056-10-2
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C. J., & Dyner, I. (2012). Un impuesto al carbono en Colombia: una mirada desde la Dinámica de Sistemas. X Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas. Cali, Colombia.
- Ponencia Cárdenas, L., Franco, C. J., & Dyner, I. (2012). Crisis climática: modelado de políticas que favorezcan la penetración de tecnologías limpias. X Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas. Buenos Aires, Argentina
- Ponencia Dyner I., Olaya Y., Cárdenas & Franco C. J. (2012). Energy Implications of Climate Change Adaptation Strategies. in The 31st USAEE/IAEE North American Conference, "Transition to a Sustainable Energy Era: Opportunities & Challenges." .Austin TX.

## A. Anexo: Ecuaciones del Modelo

En la siguiente tabla que compone este anexo, se presenta la formulación de los parámetros y variables usados en el modelo de simulación. En la primera columna aparece el nombre del elemento. En la segunda columna aparecen las unidades. En la tercera columna aparece la formulación en PowerSim que puede incluir valores puntuales, gráficas, ecuaciones, funciones o una combinación de estos elementos. Finalmente, en la última columna aparece los valores utilizados.

Nombre variable	Unidades	Definición	Valor
1año	Mw		0 {0; 0; 400; 0; 100; 500; 100; 150} Mw
1año.Tasa_6.in		Tasa_6	
1año.Tasa_7.out		Tasa_7	
2años	Mw		0 {0; 0; 500; 0; 0; 440; 0; 150} Mw
2años.Tasa_12.out		Tasa_12	
2años.Tasa_5.in		Tasa_5	
3años	Mw		0 {0; 0; 500; 0; 0; 460; 0; 150} Mw
3años.Tasa_11.out		Tasa_11	
3años.Tasa_4.in		Tasa_4	

4años	Mw		0 {0; 0; 500; 0; 0; 440; 0; 0} Mw
4años.Tasa_10.out		Tasa_10	
4años.Tasa_3.in		Tasa_3	
5años	Mw		0 {0; 0; 0; 0; 0; 460; 0; 0} Mw
5años.Tasa_2.in		Tasa_2	
5años.Tasa_9.out		Tasa_9	
Capacidad en construccion	Mw	{0;0;0;0;0;0;0}	{390; 0; 1.500; 0; 100; 2.300; 100; 450} Mw
Capacidad en construccion.Capacida d en construcción finalizada.out		'Capacidad en construcción finalizada'	
Capacidad en construccion.nueva capacidad a construir.in		'nueva capacidad a construir'	
Capacidad en construccion.Tasa_1.i n		Tasa_1	
capacidad inicial	Mw	{3136; 314; 991; 187; 18,4; 9252; 5;473}	{3.136; 1.320; 2.006,594333333; 187; 811,264133...
capacidad inicial.nueva cap.in		'nueva cap'	
capacidad inicial.salida capacidad.out		'salida capacidad'	

Capacidad instalada	Mw	//{26001,2990,28730,8596,1828,2692,1988}// //{2435010,299000,2873000,1190040,173002.5,110704.1,335005.6,2004 08.3}// //{29625000,2990000,28865000,10536000,2326000,5538000,3676000,26 40000}// // {29625,2990,24628,11086,3985,3236,1988}// //{30737,3922,24628,11086,4060,3892,2588}// //{29525,3922,24628,11086,3985,3892,2588}// //{26930,3778,23008,10979,1042,4263,2588}// //{28499,3276,11380,7716,22751,19753,4996}// //{23230.274,4834.009,11359,7716,16187,18595,3270}// // {3136; 314; 991; 187; 18,4; 9252; 5;473}// {2170;1320;1003;77,3;18,4;10315;5;584,9}	{2.394,512; 787,3233333333; 3.984,492; 38,836; ...
Capacidad instalada.Capacidad en construcción finalizada.in		'Capacidad en construcción finalizada'	
Capacidad instalada.Desinversión.out		Desinversión	
costo inicial	peso/kw	{900000;900000;1980000;1980000;2853000;2500000;5000000;1980000}	{900.000; 891.000; 1.829.520; 1.980.000; 1.265....
costo inicial.aumento costo.in		'aumento costo'	
costo inicial.reduccion costo.out		'reduccion costo'	
Dem electricidad	Mwh	59370000	134.486.127,1471 Mwh
Dem electricidad.tasa crecimiento demanda.in		'tasa crecimiento demanda'	

Dem electricidad int	Mwh	59370000	134.486.127,1471 Mwh
Dem electricidad int.tasa crecimiento demanda int.in		'tasa crecimiento demanda int'	
demanda acumulada		0	1.908.767.322,065
demanda acumulada.d mensual.in		'd mensual'	
Demanda no residencial	Mwh	Demanda no residencial inicial'	7.425.851,267175 Mwh
Demanda no residencial.Crecimie nto dem.in		'Crecimiento dem'	
divulgacion estufas	pesos	0	0 pesos
divulgacion estufas.divulgacion mensual.in		'divulgacion mensual'	
divulgacion lavadora	pesos	0	0 pesos
divulgacion lavadora.divulg lavadora por mes.in		'divulg lavadora por mes'	
Divulgacion neveras	pesos	0	0 pesos
Divulgacion neveras.divulg nevera por mes.in		'divulg nevera por mes'	
embalse	Mwh	12132080	31.179.203,11983 Mwh
embalse.Aportes.in		Aportes	
embalse.Generación hidro.out		'Generación hidro'	
embalse.Vertimiento. out		Vertimiento	

embalse Int	Mwh	12132080	31.179.203,11983 Mwh
embalse Int.Aportes int.in		'Aportes int'	
embalse Int.Generación hidro Int.out		'Generación hidro Int'	
embalse Int.Vertimiento int.out		'Vertimiento int'	
emisiones escenario	tCO2	0	54.280.086,36468 tCO2
emisiones escenario.emisiones mensuales.in		'emisiones mensuales'	
final	Mw	0	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
final.Tasa_13.in		Tasa_13	
final.Tasa_8.out		Tasa_8	
intensidad energetica	Mwh/vivie nda	'Intensidad energética inicial'	0,2084548570522 Mwh/vivienda
intensidad energetica.crecimient o intensidad.in		'crecimiento intensidad'	
Neveras que no pueden sustituir	vivienda	0	0 vivienda
Neveras que no pueden sustituir.Tasa_15.in		Tasa_15	
Operación del sistema	pesos	0	483.366.677.415.147 pesos
Operación del sistema.operacion mensual.in		'operacion mensual'	

Población	personas	48813728	65.486.251,38216 personas
Población.Crecimiento o población.in		'Crecimiento población'	
precio y demanda	peso	0	483.366.677.415.147 pesos
precio y demanda.Tasa_14.in		Tasa_14	
subsídios estufas entregados	peso	0	0 pesos
subsídios estufas entregados.subsídios mensuales.in		'subsídios mensuales'	
Subsídios total micro	peso	0	0 pesos
Subsídios total micro.subsídios micro mensuales.in		'subsídios micro mensuales'	
subsídios total neveras	pesos	0	0 pesos
subsídios total neveras.subsídios mensuales neveras.in		'subsídios mensuales neveras'	
total conservación	peso	0	3.124.259.214.490 pesos
total conservación.divulgación conservación al mes.in		'divulgación conservación al mes'	
total divulgación micro	pesos	0	0 pesos
total divulgación micro.incremento divulgación.in		'incremento divulgación'	
total subsidio	peso	0	0 pesos

lavadoras			
total subsidio lavadoras.subsidios entregado en lavadoras.in		'subsidios entregado en lavadoras'	
viviendas con conservacion	vivienda		0 15.709.093,15446 vivienda
viviendas con conservacion.nuevas viviendas conocen y creen conserv.in		'nuevas viviendas conocen y creen conserv'	
viviendas con conservacion.reseleccion conserv.in		'releccion conserv'	
viviendas conocen pero no selecciona micro	vivienda		0 0 vivienda
viviendas conocen pero no selecciona micro.nuevas viviendas no seleccionan micro.in		'nuevas viviendas no seleccionan micro'	
viviendas conocen pero no selecciona micro.reseleccion micro.out		'releccion micro'	
viviendas conocen pero no seleccionan estufas	vivienda		0 0 vivienda

viviendas conocen pero no seleccionan estufas.nuevas viviendas no seleccionan estufas.in		'nuevas viviendas no seleccionan estufas'	
viviendas conocen pero no seleccionan estufas.reseleccion estufas.out		'reseleccion estufas'	
viviendas conocen pero no seleccionan lavadoras	vivienda		0 0 vivienda
viviendas conocen pero no seleccionan lavadoras.nuevas viviendas no seleccionan lavadoras.in		'nuevas viviendas no seleccionan lavadoras'	
viviendas conocen pero no seleccionan lavadoras.reseleccion lavadoras.out		'reseleccion lavadoras'	
viviendas conocen pero no seleccionan neveras	vivienda		0 0 vivienda
viviendas conocen pero no seleccionan neveras.nuevas viviendas no seleccionan neveras.in		'nuevas viviendas no seleccionan neveras'	

viviendas conocen pero no seleccionan neveras.reseleccion neveras.out		'reseleccion neveras'	
viviendas eficientes estufas	vivienda		0 0 vivienda
viviendas eficientes estufas.nuevas viviendas que conocen pero no creen estufas.in		'nuevas viviendas que conocen pero no creen estufas'	
viviendas eficientes estufas.nuevas viviendas que conocen y creen estufas.in		'nuevas viviendas que conocen y creen estufas'	
viviendas eficientes estufas.reseleccion estufas.in		'reseleccion estufas'	
viviendas eficientes lavadoras	vivienda		0 0 vivienda
viviendas eficientes lavadoras.nuevas viviendas que conocen pero no creen lavadoras.in		'nuevas viviendas que conocen pero no creen lavadoras'	
viviendas eficientes lavadoras.nuevas viviendas que conocen y creen lavadoras.in		'nuevas viviendas que conocen y creen lavadoras'	

viviendas eficientes lavadoras.reseleccion lavadoras.in		'reseleccion lavadoras'	
viviendas eficientes Neveras	vivienda		0 0 vivienda
viviendas eficientes Neveras.nuevas viviendas que conocen pero no creen neveras.in		'nuevas viviendas que conocen pero no creen neveras'	
viviendas eficientes Neveras.nuevas viviendas que conocen y creen neveras.in		'nuevas viviendas que conocen y creen neveras'	
viviendas eficientes Neveras.reseleccion neveras.in		'reseleccion neveras'	
viviendas micro	vivienda		0 0 vivienda
viviendas micro.nuevas viviendas que conocen pero no creen.in		'nuevas viviendas que conocen pero no creen'	
viviendas micro.nuevas viviendas que conocen y creen micro.in		'nuevas viviendas que conocen y creen micro'	
viviendas micro.reseleccion micro.in		'reseleccion micro'	

viviendas que conocen conserv	vivienda	0	17.479.960,55187 vivienda
viviendas que conocen conserv.proceso de conocimiento conserv.in			
			'proceso de conocimiento conserv'
viviendas que conocen estufas	vivienda	0	0 vivienda
viviendas que conocen estufas.proceso de conocimiento estufas.in			
			'proceso de conocimiento estufas'
viviendas que conocen Lavadoras	vivienda	0	0 vivienda
viviendas que conocen Lavadoras.proceso de conocimiento Lavadoras.in			
			'proceso de conocimiento Lavadoras'
viviendas que conocen micro	vivienda	0	0 vivienda
viviendas que conocen micro.proceso de conocimiento micro.in			
			'proceso de conocimiento micro'
viviendas que conocen neveras	vivienda	0	0 vivienda

viviendas que conocen neveras.proceso de conocimiento neveras.in		'proceso de conocimiento neveras'		
viviendas que conocer pero no seleccionan	vivienda		0	1.770.867,397408 vivienda
viviendas que conocer pero no seleccionan.nuevas viviendas no seleccionan conserv.in		'nuevas viviendas no seleccionan conserv'		
viviendas que conocer pero no seleccionan.reseleccion conserv.out		'releccion conserv'		
viviendas que no conocen conserv	vivienda		13258713	459.512,2133171 vivienda
viviendas que no conocen conserv.construccion nuevas viviendas conserv.in		'construccion nuevas viviendas conserv'		
viviendas que no conocen conserv.proceso de conocimiento conserv.out		'proceso de conocimiento conserv'		
viviendas que no conocen estufas	vivienda		13258713	17.939.472,76519 vivienda

viviendas que no conocen estufas.construccion nuevas viviendas estufas.in		'construccion nuevas viviendas estufas'	
viviendas que no conocen estufas.proceso de conocimiento estufas.out		'proceso de conocimiento estufas'	
viviendas que no conocen Lavadoras	vivienda		13258713 17.939.472,76519 vivienda
viviendas que no conocen Lavadoras.construccion nuevas viviendas Lavadoras.in		'construccion nuevas viviendas Lavadoras'	
viviendas que no conocen Lavadoras.proceso de conocimiento Lavadoras.out		'proceso de conocimiento Lavadoras'	
viviendas que no conocen micro	vivienda		13258713 17.939.472,76519 vivienda
viviendas que no conocen micro.construccion nuevas viviendas micro.in		'construccion nuevas viviendas micro'	
viviendas que no conocen micro.proceso de conocimiento		'proceso de conocimiento micro'	

micro.out			
viviendas que no conocen neveras	vivienda	13258713	17.939.472,76519 vivienda
viviendas que no conocen neveras.construccion nuevas viviendas neveras.in		'construccion nuevas viviendas neveras'	
viviendas que no conocen neveras.proceso de conocimiento neveras.out		'proceso de conocimiento neveras'	
% ahorrado en el consumo con lavadoras eficientes		'% consumo lavadora regular'-'%consumo lavadoras eficiente'	0,005
% ahorro consumo con neveras eficientes		'% consumo nevera regular'-'%consumo neveras eficientes'	0,228
% aumento demanda	%	IF( 'Demanda base'=0 <<Mw*hr>>; 0;(('demanda esc'-'Demanda base')/'Demanda base'))	-1,136421342642 %
% aumento precio	%	('precio con internalizacion de politicas o y d'-'Precio del base')/'Precio del base'	0,243097456613 %
% cap renovable	%	'cap renovable'/'Capacidad instalada total'	5,360262121101 %
% consumo lavadora regular		0,01	0,01
% consumo nevera regular		0,578	0,578
% consumo por viviendas con lavadoras eficientes		1-'% ahorrado en el consumo con lavadoras eficientes'	0,995

% consumo por viviendas con neveras eficientes		1-'% ahorro consumo con neveras eficientes'	0,772
% neveras a sustituir		0,812	0,812
% reducción por ahorro por vivienda		0,051	0,051
% viviendas que poseen estufas		0,235	0,235
%consumo estufa electrica mes		0,05	0,05
%consumo lavadoras eficiente		0,005	0,005
%consumo neveras eficientes		0,35	0,35
%consumo red con conservación		0,95	0,95
%consumo red con micro		MAX(0;1-'atención a la demanda con micro por vivienda')	0,3641309193684
%posibles viviendas conocen micro y no creen		0,6	0,6
%posibles viviendas conocen y creen estufas		0,5	0,5
%posibles viviendas conocen y creen lavadoras		0,5	0,5
%posibles viviendas conocen y creen micro		0,4	0,4

%posibles viviendas conocen y creen neveras		0,4	0,4
%posibles viviendas conocen y no creen estufas		0,5	0,5
%posibles viviendas conocen y no creen lavadoras		0,6	0,6
%posibles viviendas conocen y no creen neveras		0,6	0,6
%viviendas que poseen Lavadoras		0,518	0,518
%viviendas que reseleccionan conserv		0,01	0,01
activacion conserv			1
activacion estufas			0
activacion Lavadoras			0
activacion micro			0
activacion neveras			0
activación subsidio a lavadoras			0
activación subsidio a neveras			0
activación subsidio estufas			0
adicion por cargo e incentivos	peso/(hr*Mw)	IF( 'total demanda'=0<<Mw*hr>>;0 <<pesos/(Mw*hr)>>;(('sumatoria cargo'+'incentivos sistema')/'total demanda')) //0<<pesos/(Mw*hr)>>	33.881,09726846 pesos/(hr*Mw)

adopcion boca a boca conserv	vivienda	('viviendas que conocen conserv'*Fracción adopcion concedores conserv'*viviendas potenciales conserv'*tasa contacto -q - conserv')/'viviendas totales conserv'	6.984,77515396 vivienda
adopcion boca a boca estufas	vivienda	('viviendas que conocen estufas'*Fracción adopcion concedores estufas'*viviendas potenciales estufas'*tasa contacto estufas')/'viviendas totales estufas'	0 vivienda
adopcion boca a boca Lavadoras	vivienda	('viviendas que conocen Lavadoras'*Fracción adopcion concedores Lavadoras'*viviendas potenciales Lavadoras'*tasa contacto Lavadoras-q')/'viviendas totales Lavadoras'	0 vivienda
adopcion boca a boca micro	vivienda	('viviendas que conocen micro'*Fracción adopcion concedores micro'*viviendas potenciales micro'*tasa contacto micro - q')/'viviendas totales micro'	0 vivienda
adopcion boca a boca neveras	vivienda	('viviendas que conocen neveras'*Fracción adopcion concedores neveras'*viviendas potenciales neveras'*tasa contacto neveras - q')/'viviendas totales neveras'	0 vivienda
adopcion publicidad creencia verde conserv	vivienda	'viviendas potenciales conserv'*coeficiente innovacion -p conserv'	13.440,73223953 vivienda
adopcion publicidad creencia verde estufas	vivienda	'viviendas potenciales estufas'*coeficiente innovacion -p estufas'	9.696,285029583 vivienda
adopcion publicidad creencia verde Lavadoras	vivienda	'viviendas potenciales Lavadoras'*coeficiente innovacion -p Lavadoras'	21.373,08785244 vivienda
adopcion publicidad creencia verde micro	vivienda	'viviendas potenciales micro'*coeficiente innovacion -p micro'	55.971,15502738 vivienda
adopcion publicidad creencia verde	vivienda	'viviendas potenciales neveras'*coeficiente innovacion -p neveras'	32.472,23965226 vivienda

neveras			
Alfa	yr <sup>-1</sup>	0,036	0,036 yr <sup>-1</sup>
aporte medio historico	Mwh	XLDAPATA("datos neon.xls";"aportes medios historicos";"I33:I44")<<Mwh>>	{2.688.010; 2.258.760; 2.801.780; 4.089.300; 5....
aporte medio historico int	Mwh	XLDAPATA("datos neon.xls";"aportes medios historicos";"I33:I44")<<Mwh>>	{2.688.010; 2.258.760; 2.801.780; 4.089.300; 5....
Aportes	Mwh/mo	('Copy of Disponibilidad niño en embalse'[INDEX(INTEGER(mes))]+ 'Aumento caudal')/1<<mo>>	5.091.128,128206 Mwh/mo
aportes afectados por niño	Mwh	('Disponibilidad niño en embalse'[INDEX(INTEGER('Copy of mes'))]))	2.688.010 Mwh
Aportes int	Mwh/mo	('aumento caudal int'+ 'aportes afectados por niño')/1<<mo>>	5.091.128,128206 Mwh/mo
atención a la demanda con micro por vivienda		'energia generada por panel mes'/'intensidad energetica'	0,6358690806316
Aumento caudal	Mwh	(('aporte medio historico'[INDEX(INTEGER('Copy of mes'))]))*('Porcentaje de incremento'))	2.403.118,128206 Mwh
aumento caudal int	Mwh	(('aporte medio historico int'[INDEX(INTEGER('Copy of mes'))]))*('Porcentaje de aumento'))	2.403.118,128206 Mwh
aumento costo	peso/(mo*k w)	'costo reducido'/1<<mo>>	{900.000; 891.000; 1.829.520; 1.980.000; 1.265....
Auxiliar_1		VBFUNCTION(  "precio"='precio electricidad int';"orden"='costos afectados por factor de calibracion'   "FOR i =0 To ubound(orden)" "IF precio=orden(i) then" "result= i" "else" "result=0" "end IF" "next" )	6
Auxiliar_10	peso/(hr*M w)	pp/1<<Mw*hr>>	253.234,9919383 pesos/(hr*Mw)

Auxiliar_2		$1/(\text{'Tasa de descuento'+1})$	{0,9090909090909; 0,9090909090909; 0,9090909090909...}
Auxiliar_3		$\text{FOR}(i=\text{Tecnología}   (\text{Auxiliar\_2}[i])^{\text{'Vida util'[i]}})$	{0,1486436280241; 0,09229599817706; 0,092295998...}
Auxiliar_4	peso/(hr*Mw)	$\text{'costos combustibles'+('costos combustibles'*0,3)}$	{155.025,4753779; 231.659,556314; 33.320,819112...}
Auxiliar_5	peso	$\text{'Costo fijo total'*'generación potencial hoy para margen'}$	{241.940.516.075,5; 63.520.654.846,67; 337.404....}
Auxiliar_6	peso/(hr*Mw)	$\text{'factor de calibración'*'costos de gen en vector'}$	{462.584,843296; 664.355,4395904; 328.417,55767...}
Auxiliar_7	vivienda/mo	$\text{'proceso de conocimiento neveras'*(1-'% neveras a sustituir')}$	0 vivienda/mo
Auxiliar_8	tCO2	$\text{SLIDINGAVERAGE('Emisiones totales';1<<yr>>;0<<tCO2>>)}$	368.026,8414831 tCO2
año de simulación		YEAR()	2.036
años	(Mw*hr)/(kw*yr)	8,76	{8,76; 8,76; 8,76; 8,76; 8,76; 8,76; 8,76; 8,76...}
Cant Electricidad Demandada	hr*Mw	$\text{'Demandatotal interconexion'/1<<Mwh>>*1<<Mw*hr>>}$	10.998.415,02287 hr*Mw
Cant Electricidad Demandada int	hr*Mw	$\text{'Demandatotal interconexion'/1<<Mwh>>*1<<Mw*hr>>}$	10.998.415,02287 hr*Mw
cantidad a desinvertir por tecnología	Mw	$\text{'cap a desinv mayores'[1];'cap a desinv mayores'[2];'cap a desinv mayores'[3];'cap a desinv mayores'[4];'Capacidad a desinv renovables'[1];'cap a desinv mayores'[5];'Capacidad a desinv renovables'[2];'Capacidad a desinv renovables'[3]}$	{50; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw

cantidad a invertir por tecnología	Mw	IF(inicio=TRUE;0<<Mw>>;{'inv mayores'[1];'inv mayores'[2];'inv mayores'[3];'inv mayores'[4];'inv renovables'[1];'inv hidro';'inv renovables'[2];'inv filo'})	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
cap a desinv mayores	Mw	IF('capacidad a desinvertir hidro y termicas'=0<<Mw>>;0<<Mw>>;(IF('Margen fijo'=1;'Capacidad a desinvertir fija mayores';'Decisor capacidad para desinv fija'*'capacidad a desinvertir hidro y termicas')))	{50; 0; 0; 0; 0} Mw
Cap a inv filo	Mw	40	40 Mw
Cap a inv mayores	Mw	300	300 Mw
cap a inv renovables	Mw	20	20 Mw
cap carbon por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas carbon')/1<<yr>>	0 Mw/yr
cap CTCC por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas CTCC')/1<<yr>>	0 Mw/yr
cap eólica por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas eolica')/1<<yr>>	0 Mw/yr
cap filo por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas filo')/1<<yr>>	0 Mw/yr
cap fueloil por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas fuel oil')/1<<yr>>	0 Mw/yr
cap hidro para despacho	hr*Mw	MIN('cap para despacho'[Hidro];'embalse Int'*1<<Mw*hr/Mwh>>)	10.598.161,9968 hr*Mw
cap hidro por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas hidro')/1<<yr>>	0 Mw/yr
cap instalada inicial	Mw	{3136; 314; 991; 187; 18,4; 9252; 5;473}	{3.136; 314; 991; 187; 18,4; 9.252; 5; 473} Mw
cap instalada panel	Mw	0,001	0,001 Mw
cap otras por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas otras')/1<<yr>>	0 Mw/yr
cap para despacho	Mw*hr	FOR(i=Tecnología   'Factor disponibilidad promedio historico'[i]*'Generacion potencial para despacho'[i])	{1.586.124,7488; 453.498,24; 2.668.015,8432; 19...
cap renovable	Mw	'Capacidad instalada'[Eolica]+'Capacidad instalada'[Solar]	1.547,571166667 Mw
cap solar por año	Mw/yr	GRAPH(YEAR();2013;1;'Salidas solar')/1<<yr>>	0 Mw/yr

cap termica	hr*Mw	{('Capacidad disponible'[1]-'gen seg gas mensual');'Capacidad disponible'[2];('Capacidad disponible'[3]-'gen seg carbon mensual');'Capacidad disponible'[4];('Capacidad disponible'[6]/3);('Capacidad disponible'[6]/3);('Capacidad disponible'[6]/3)}	{1.034.988,032098; 453.498,24; 2.638.678,418852...
cap termica int	hr*Mw	{('Capacidad disponible int'[1]-'gen seg gas mensual');'Capacidad disponible int'[2];('Capacidad disponible int'[3]-'gen seg carbon mensual');'Capacidad disponible int'[4];('Capacidad disponible int'[6]/3);('Capacidad disponible int'[6]/3);('Capacidad disponible int'[6]/3)}	{1.034.988,032098; 453.498,24; 2.638.678,418852...
Capacidad a cerrar	Mw/yr	FOR(i=Tecnología   DELAYPPL('cantidad a desinvertir por tecnologia'[i];'Tiempo en cerrar';0<<Mw>>))/1<<yr>>	{50; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/yr
Capacidad a desinv renovables	Mw	IF('Margen fijo'=1;'Desinversion nenores con margen fijo';'Decisor capacidad para desinv fija'*'Capacidad a desinvertir filo y renovables')	{0; 0; 0} Mw
Capacidad a desinvertir fija mayores	Mw	200	200 Mw
Capacidad a desinvertir filo y renovables	Mw	FOR(i=1..3   (IF('Desinversion menores'[i]>0<<%>>;(GRAPHSTEP('Desinversion menores'[i];0<<%>>;10<<%>>;{0;0;0;10;10;20;30;50;80;90;100//Min:0;Max:300//}<<Mw>>));0<<Mw>>)))	{0; 0; 0} Mw
capacidad a desinvertir hidro y termicas	Mw	FOR(i=1..5   (IF('desinversion mayores'[i]>0<<%>>;(GRAPHSTEP('desinversion mayores'[i];0<<%>>;10<<%>>;{0;0;50;80;150;200;250;300;350;400;450//Min:0;Max:300//}<<Mw>>));0<<Mw>>)))	{50; 0; 0; 0; 0} Mw
Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica	hr*Mw	'Capacidad disponible'[5]+'Capacidad disponible'[7]+'Capacidad disponible'[8]	1.836.856,570164 hr*Mw

Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica int	hr*Mw	'Capacidad disponible int'[5]+'Capacidad disponible int'[7]+'Capacidad disponible int'[8]	1.836.856,570164 hr*Mw
Capacidad a invertir filo	Mw	IF('inversion menores filo'>0<<%>>;(GRAPHSTEP('inversion menores filo';0<<%>>;10<<%>>;{40;30;20;10;0;0;0;0;0;0 //Min:0;Max:300//}<<Mw>>));IF('inversion menores filo'=0<<%>>;0<<Mw>>;100<<Mw>>)))	0 Mw
Capacidad a invertir renovables	Mw	FOR(i=1..2   (IF('inversion renovables'[i]>0<<%>>;(GRAPHSTEP('inversion renovables'[i];0<<%>>;10<<%>>;{50;30;20;10;0;0;0;0;0;0 //Min:0;Max:100;Zoom//}<<Mw>>));IF('inversion renovables'[i]=0<<%>>;0<<Mw>>;60<<Mw>>))))	{0; 0} Mw
capacidad a invertir termicas	Mw	FOR(i=1..4   (IF('inversion mayores'[i]>0<<%>>;(GRAPHSTEP('inversion mayores'[i];0<<%>>;10<<%>>;{120;100;60;30;0;0;0;0;0;0 //Min:0;Max:200//}<<Mw>>));IF('inversion mayores'[i]=0<<%>>;0<<Mw>>;300<<Mw>>))))	{0; 0; 0; 0} Mw
Capacidad disponible	hr*Mw	'Capacidad en vector'*1'	{1.586.124,7488; 453.498,24; 2.668.015,8432; 19...
Capacidad disponible int	hr*Mw	'Capacidad en vector'*1'	{1.586.124,7488; 453.498,24; 2.668.015,8432; 19...
capacidad en construccion por tec	Mw	'5años'+4años'+3años'+2años'+1año'+final	{0; 0; 1.900; 0; 100; 2.300; 100; 450} Mw

<p>Capacidad en construcción finalizada</p>	<p>Mw/mo</p>	<p>{IF('nueva cap CTCC por año'&gt;'capacidad retardada'[CTCC];'nueva cap por planes'[CTCC];'capacidad retardada'[CTCC]); IF('nueva cap fueloil por año'&gt;'capacidad retardada'[Fueloil];'nueva cap por planes'[Fueloil];'capacidad retardada'[Fueloil]); IF('nueva cap carbon por año'&gt;'capacidad retardada'[Carbon];'nueva cap por planes'[Carbon];'capacidad retardada'[Carbon]); IF('nueva cap otras por año'&gt;'capacidad retardada'[Otras];'nueva cap por planes'[Otras];'capacidad retardada'[Otras]); IF('nueva cap eólica por año'&gt;'capacidad retardada'[Eolica];'nueva cap por planes'[Eolica];'capacidad retardada'[Eolica]); IF('Capacidad instalada'[Hidro]&gt;22000&lt;&lt;Mw&gt;&gt;;0;1)*(IF('nueva cap hidro por año'&gt;'capacidad retardada'[Hidro];'nueva cap por planes'[Hidro];'capacidad retardada'[Hidro])); IF('Capacidad instalada'[Solar]&gt;15000&lt;&lt;Mw&gt;&gt;;0;1)*(IF('nueva cap solar por año'&gt;'capacidad retardada'[Solar];'nueva cap por planes'[Solar];'capacidad retardada'[Solar])); IF('Nueva cap filo por año'&gt;'capacidad retardada'[Filo];'nueva cap por planes'[Filo];'capacidad retardada'[Filo])}</p>	<p>{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo</p>
<p>Capacidad en vector</p>	<p>hr*Mw</p>	<p>{'cap para despacho'[CTCC];'cap para despacho'[Fueloil];'cap para despacho'[Carbon];'cap para despacho'[Otras];'cap para despacho'[Eolica];'cap hidro para despacho';'cap para despacho'[Solar];'cap para despacho'[Filo]}</p>	<p>{1.586.124,7488; 453.498,24; 2.668.015,8432; 19...</p>
<p>Capacidad instalada</p>	<p>Mw</p>	<p>ARRSUM('Capacidad instalada')</p>	<p>28.871,1845 Mw</p>

total			
Capacidad máx embalse	Mwh	'Capacidad instalada'[Hidro]*Capacidad máx embalse inicial'/9252<<Mw>>	33.011.842,9274 Mwh
Capacidad máx embalse inicial	Mwh	17429568	17.429.568 Mwh
Capacidad máx embalse inicial int	Mwh	17429568	17.429.568 Mwh
Capacidad máx embalse int	Mwh	'Capacidad instalada'[Hidro]*Capacidad máx embalse inicial int'/9252<<Mw>>	33.011.842,9274 Mwh
capacidad retardada	Mw/mo	FOR(i=Tecnología   DELAYPPL('nueva capacidad a construir'[i];Tiempo de construcción'[i];0<<Mw/mo>>))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
capacidad total	hr*Mw	ARRSUM('generación potencial hoy para margen')	24.272.052,84 hr*Mw
capacita instalada total	Mw	ARRSUM('Capacidad instalada')	28.871,1845 Mw
Cargo	peso	'precio cargo'*Fef*1<<Mw*hr>>	{31.350; 11.550; 31.350; 16.500; 0; 12.540; 0; ...
cargo por confiabilidad	peso	Fef*'generación potencial hoy para margen'*'precio cargo'	{62.852.004.864; 6.547.380.840; 123.795.953.424...
CC conocen no creen micro		((('precios solar sin unidades'^'gama conocen y no creen micro')/((('precio residencial sin unidades'^'gama conocen y no creen micro')+('precios solar sin unidades'^'gama conocen y no creen micro'))))	0,3395328625748
CC conocen y creen estufas		('Costo mensual equivalente sin unidades estufas'^'Gamma conocen y creen estufas')/((('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^'Gamma conocen y creen estufas')+('Costo mensual equivalente sin unidades estufas'^'Gamma conocen y creen estufas'))	0,04639058055653

CC conocen y creen lavadoras		('Costo mensual equivalente sin unidades lavadoras'^Gamma conocen y creen lavadoras')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^Gamma conocen y creen lavadoras')+('Costo mensual equivalente sin unidades lavadoras'^Gamma conocen y creen lavadoras'))	0,1323371103051
CC conocen y creen micro		(('precios solar sin unidades'^gamma conocen y creen micro')/(('precio residencial sin unidades'^gamma conocen y creen micro')+('precios solar sin unidades'^gamma conocen y creen micro')))	0,4175866589189
CC conocen y creen neveras		('Costo anual equivalente sin unidades neveras'^Gamma conocen y creen neveras')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^Gamma conocen y creen neveras')+('Costo anual equivalente sin unidades neveras'^Gamma conocen y creen neveras'))	0,1380528213018
CC conocen y no creen lavadoras		('Costo mensual equivalente sin unidades lavadoras'^Gamma conocen y no creen lavadoras')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^Gamma conocen y no creen lavadoras')+('Costo mensual equivalente sin unidades lavadoras'^Gamma conocen y no creen lavadoras'))	0,009003239344316
CC conoces y no creen estufas		('Costo mensual equivalente sin unidades estufas'^Gamma conocen y no creen estufas')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^Gamma conocen y no creen estufas')+('Costo mensual equivalente sin unidades estufas'^Gamma conocen y no creen estufas'))	0,0005217008656538

CC conoces y no creen neveras		('Costo anual equivalente sin unidades neveras'^^Gamma conocen y no creen neveras')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^^Gamma conocen y no creen neveras')+('Costo anual equivalente sin unidades neveras'^^Gamma conocen y no creen neveras'))	0,01016191932642
CC no seleccionan estufas		('Costo mensual equivalente sin unidades estufas'^^Gamma reseleccionan estufas')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^^Gamma reseleccionan estufas')+('Costo mensual equivalente sin unidades estufas'^^Gamma reseleccionan estufas'))	0,00001192523931823
CC no seleccionan lavadoras		('Costo mensual equivalente sin unidades lavadoras'^^Gamma reseleccionan lavadoras')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^^Gamma reseleccionan lavadoras')+('Costo mensual equivalente sin unidades lavadoras'^^Gamma reseleccionan lavadoras'))	0,000865194857072
CC no seleccionan micro		('precios solar sin unidades'^^gama reseleccionan micro')/(('precio residencial sin unidades'^^gama reseleccionan micro')+('precios solar sin unidades'^^gama reseleccionan micro'))	0,369980305661
CC no seleccionan neveras		('Costo anual equivalente sin unidades neveras'^^Gamma reseleccionan neveras')/(('Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades'^^Gamma reseleccionan neveras')+('Costo anual equivalente sin unidades neveras'^^Gamma reseleccionan neveras'))	0,001039120370451
coeficiente innovacion -p conserv		0.006	0,045

coeficiente innovacion -p estufas		0,0023	0,0023
coeficiente innovacion -p Lavadoras		0,0023	0,0023
coeficiente innovacion -p micro		0,006	0,006
coeficiente innovacion -p neveras		0,0023	0,0023
Comparación tarifas		precio solar/'Precio residencial'	1,068801217507
construccion nuevas viviendas conserv	vivienda/yr	'deficit viviendas conserv'/'tasa nuevas viviendas conserv'	251.152,6187471 vivienda/yr
construccion nuevas viviendas estufas	vivienda/yr	'deficit viviendas estufas'/'tasa nuevas viviendas estufas'	251.152,6187471 vivienda/yr
construccion nuevas viviendas Lavadoras	vivienda/yr	'deficit viviendas Lavadoras'/'tasa nuevas viviendas Lavadoras'	251.152,6187471 vivienda/yr
construccion nuevas viviendas micro	vivienda/yr	'deficit viviendas micro'/'tasa nuevas viviendas micro'	251.152,6187471 vivienda/yr
construccion nuevas viviendas neveras	vivienda/yr	'deficit viviendas neveras'/'tasa nuevas viviendas neveras'	251.152,6187471 vivienda/yr
consumo ahorrado con lavadoras eficientes	Mwh	'% ahorrado en el consumo con lavadoras eficientes'*intensidad energetica'*viviendas eficientes lavadoras'	0 Mwh
consumo ahorrado con neveras eficientes total	Mwh	'% ahorro consumo con neveras eficientes'*intensidad energetica'*viviendas eficientes Neveras'	0 Mwh
consumo ahorrado de conservación total	Mwh	'consumo ahorro conservación por vivienda'*viviendas con conservacion'	167.006,4751646 Mwh

Consumo ahorrado por eficiencia	Mwh	'consumo ahorrado con neveras eficientes total'+ 'consumo estufa electrica por vivienda'+ 'consumo ahorrado con lavadoras eficientes'	0 Mwh
consumo ahorro conservación por vivienda	Mwh/vivienda	'% reducción por ahorro por vivienda'*'intensidad energetica'	0,01063119770966 Mwh/vivienda
consumo estufa electrica por vivienda	Mwh	'viviendas eficientes estufas'*'intensidad energética estufa electrica'	0 Mwh
consumo red con conservación por vivienda	Mwh/vivienda	'%consumo red con conservación'*'intensidad energetica'	0,1980321141996 Mwh/vivienda
consumo red viviendas que conservan	Mwh	'consumo red con conservación por vivienda'*'viviendas con conservación'	3.110.904,929537 Mwh
Consumo residencial	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas totales micro'	3.739.570,23086 Mwh
consumo total por viviendas con lavadoras eficientes	Mwh	'% consumo por viviendas con lavadoras eficientes'*'intensidad energetica'*'viviendas eficientes lavadoras'	0 Mwh
consumo total por viviendas con neveras eficientes	Mwh	'% consumo por viviendas con neveras eficientes'*'intensidad energetica'*'viviendas eficientes Neveras'	0 Mwh
consumo total red conservación conocen y no conocen	Mwh	'consumo red viviendas que conservan'+ 'consumo viviendas no conocen conserv la red'	3.206.692,482278 Mwh
consumo total viviendas lavadoras red	Mwh	'consumo total por viviendas con lavadoras eficientes'+ 'consumo viviendas conocen pero no lavadoras'+ 'consumo viviendas no conocen Lavadoras'	3.739.570,23086 Mwh
consumo total viviendas neveras red	Mwh	'consumo total por viviendas con neveras eficientes'+ 'consumo viviendas conocen pero no seleccionan neveras'+ 'consumo viviendas no conocen neveras'	3.739.570,23086 Mwh

consumo viviendas con panel solar	Mwh	('atención a la demanda con micro por vivienda'*'intensidad energetica')*'viviendas micro'	0 Mwh
consumo viviendas conocen pero no lavadoras	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas conocen pero no seleccionan lavadoras'	0 Mwh
consumo viviendas conocen pero no seleccionan estufas	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas conocen pero no seleccionan estufas'	0 Mwh
consumo viviendas conocen pero no seleccionan neveras	Mwh	'intensidad energetica'*('viviendas conocen pero no seleccionan neveras'+'Neveras que no pueden sustituir')	0 Mwh
consumo viviendas micro complementario red	Mwh	('%consumo red con micro'*'intensidad energetica')*'viviendas micro'	0 Mwh
consumo viviendas no conocen conserv la red	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas que no conocen conserv'	95.787,55274078 Mwh
consumo viviendas no conocen estufas	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas que no conocen estufas'	3.739.570,23086 Mwh
consumo viviendas no conocen Lavadoras	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas que no conocen Lavadoras'	3.739.570,23086 Mwh
consumo viviendas no conocen micro a la red	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas que no conocen micro'	3.739.570,23086 Mwh
consumo viviendas no conocen neveras	Mwh	'intensidad energetica'*'viviendas que no conocen neveras'	3.739.570,23086 Mwh
consumo viviendas no seleccionan micro red	Mwh	'intensidad energetica'*('viviendas conocen pero no selecciona micro')	0 Mwh
Copy of Copy of periodo de simulacion		YEAR()	2.036

Copy of Disponibilidad niño en embalse	Mwh	'aporte medio historico'	{2.688.010; 2.258.760; 2.801.780; 4.089.300; 5....
Copy of mes		MONTH(TIME)	1
Copy of periodo de simulacion		YEAR()	2.036
Copy of Revisión Inicio		IF(inicio=TRUE; 0; 1)	1
Copy of suma			0
costo anual equivalente estufas	peso/vivienda	IF('tasa interes anual estufas'=0; 'costo operacion anual estufas';costo inversión estufa gas*'tasa interes anual estufas'*((1+'tasa interes anual estufas')^('tiempo de inversion estufas'/1<<yr>>))/(((1+'tasa interes anual estufas')^('tiempo de inversion estufas'/1<<yr>>))-1)+('costo operacion anual estufas'))	2.789.048,8 pesos/vivienda
costo anual equivalente lavadoras	peso/vivienda	IF('tasa interes anual lavadora'=0; 'costo operacion anual lavadora';costo inversion lavadora*'tasa interes anual lavadora'*((1+'tasa interes anual lavadora')^('tiempo de inversion lavadoras'/1<<yr>>))/(((1+'tasa interes anual lavadora')^('tiempo de inversion lavadoras'/1<<yr>>))-1)+('costo operacion anual lavadora'))	668.523,8828163 pesos/vivienda
costo anual equivalente nevera	peso/vivienda	IF('tasa interes anual nevera'=0; 'costo operacion anual nevera';costo inversion nevera*'tasa interes anual nevera'*((1+'tasa interes anual nevera')^('tiempo de inversion nevera'/1<<yr>>))/(((1+'tasa interes anual nevera')^('tiempo de inversion nevera'/1<<yr>>))-1)+('costo operacion anual nevera'))	628.889,6028957 pesos/vivienda
Costo anual equivalente sin unidades neveras		'costo anual equivalente nevera'*1<<vivienda/peso>>	628.889,6028957

costo arranque y parada	peso/(hr*Mw)	{10000;0;60000;0;0;0;0;0}	{10.000; 0; 60.000; 0; 0; 0; 0; 0} pesos/(hr*Mw)
costo baterias	peso/(hr*Mw)	$(550000+550000*(1+'tasa\ descuento\ residencia\ solar')^{(-5)}+550000*(1+'tasa\ descuento\ residencia\ solar')^{(-10)}+550000*(1+'tasa\ descuento\ residencia\ solar')^{(-15)}+550000*(1+'tasa\ descuento\ residencia\ solar')^{(-20)})*1<<peso/(hr*Mw)>>$	2.335.725,871984 pesos/(hr*Mw)
costo carbon	pesos/(Mw*hr)	GRAPH(YEAR();2013;1;'serie carbon')	25.037,59044369 pesos/(Mw*hr)
costo carbono	peso/(hr*Mw)	'Costo de emisiones'	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} pesos/(hr*Mw)
Costo Comb carbon	peso/(hr*Mw)	'serie upme carbon'[INDEX(INTEGER('periodo simulacion'))]	25.631,39931741 pesos/(hr*Mw)
costo comb fueloil	peso/(hr*Mw)	'serie upme fueloil'[INDEX(INTEGER('periodo simulacion'))]	178.199,6587031 pesos/(hr*Mw)
Costo Comb gas	peso/(hr*Mw)	'serie upme gas'[INDEX(INTEGER('periodo simulacion'))]	119.250,3656753 pesos/(hr*Mw)
costo comb otros	peso/(hr*Mw)	'serie upme otros'[INDEX(INTEGER('periodo simulacion'))]	279.812,2866894 pesos/(hr*Mw)
Costo de emisiones	pesos/(Mw*hr)	FOR(i=Tecnología   'factor emision'[i]*'Precio carbono aplica')	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} pesos/(Mw*hr)
Costo electricidad de vivienda ineficiente sin unidades		('Precio residencial'*intensidad energetica)*1<<(hr*Mw*vivienda)/(Mwh*peso)>>	63.720,6514716
Costo fijo \$ kWY	peso/(yr*kW)	FOR(i=Tecnología   descuento_costo[i]/fijo[i])	{105.713,6622953; 98.159,75232131; 201.554,6914...}
costo fijo mensual	peso	'Capacidad instalada'*Costo fijo \$ kWY*1<<mo>>*1000 <<kw>> / 1 <<Mw>> //'Capacidad instalada'*Costo fijo \$ kWY'	{21.094.386.077,5; 6.440.288.616,399; 66.924.42...}

Costo fijo total	peso/(hr*Mw)	FOR(i=Tecnología   'Costo fijo \$ kWY'[i]/('Factor promedio powersim'[i]*años[i]))	{120.677,6966841; 112.054,5117823; 85.443,95651...
costo gas	pesos/(Mw*hr)	GRAPH(YEAR();2013;1;'serie gas')	75.785,17918089 pesos/(Mw*hr)
costo gas natural por m3	peso	854,64	854,64 pesos
costo gen mensual	peso	IF('Internalización directa'=1;('Costo para el generador'*'Generación electricidad por tecnología');('Costo para el generador'*'Generación electricidad por tecnología int'))	{74.984.556.391,26; 0; 2.833.801.545,023; 0; 0;...
costo hidro	peso/(hr*Mw)	'Costos generación despacho normal'[Hidro]	0 pesos/(hr*Mw)
costo hidro int	peso/(hr*Mw)	'Costos generación'[Hidro]	0 pesos/(hr*Mw)
Costo inicial en MW	peso/Mw	'costo inicial'/1000*1<<kw/Mw>>	{900; 891; 1.829,52; 1.980; 1.265,891256562; 2....
Costo inicial inversion estufas	peso/vivienda	1000000	1.000.000 pesos/vivienda
Costo inicial inversion lavadoras	peso/vivienda	1500000	1.500.000 pesos/vivienda
Costo inicial inversion neveras	peso/vivienda	1135000	1.135.000 pesos/vivienda
costo instalacion gas	pesos/vivienda	900000	900.000 pesos/vivienda
costo instalacion solar con interes		IF('tasa interes panel solar'=0;'costo instalación solar residencial';'costo instalación solar residencial'*((1+'tasa interes panel solar')^('tiempo inversión panel'/1<<yr>>)))	8.057.637,148917
costo instalación solar residencial		'costo instalación solar residencial inicial'-(costo instalación solar residencial inicial*'Subsidio a paneles solares')	3.851.200

costo instalación solar residencial inicial		GRAPH('año de simulación';2010;10;{7000000;5800000;4300000;3552000;2054000;1570000//Min:1000000;Max:7000000;Zoom//})//GRAPH('año de simulación',2010,10,{6000000,3552000,2054000,1570000//Min:1000000;Max:7000000;Zoom// //})*1<<peso/(hr*Mw)>>	3.851.200
costo inversión estufas	peso/vivienda	'Costo inicial inversión estufas'-( 'Costo inicial inversión estufas'*'activación subsidio estufas')	1.000.000 pesos/vivienda
costo inversión lavadora	peso/vivienda	'Costo inicial inversión lavadoras'-( 'Costo inicial inversión lavadoras'*'activación subsidio a lavadoras')	1.500.000 pesos/vivienda
costo inversión nevera	peso/vivienda	'Costo inicial inversión neveras'-( 'Costo inicial inversión neveras'*'activación subsidio a neveras')	1.135.000 pesos/vivienda
costo inversión estufa gas	peso/vivienda	'costo instalacion gas'+ 'costo inversión estufas'	1.900.000 pesos/vivienda
costo mensual	peso	'costo fijo mensual'+ 'costo gen mensual'	{96.078.942.468,77; 6.440.288.616,399; 69.758.2...
Costo mensual equivalente sin unidades estufas		'costo anual equivalente estufas'*1<<vivienda/peso>>	2.789.048,8
Costo mensual equivalente sin unidades lavadoras		'costo anual equivalente lavadoras'*1<<vivienda/peso>>	668.523,8828163
costo nivelado de energía panel	peso/(hr*Mw)	(( 'costo instalacion solar con interes'*1<<pesos/(hr*Mw)>>+ 'costo baterias')/((1+'tasa descuento residencia solar')^'vida util PV residencial')/('energía generada por panel año'*'vida util PV residencial')/((1+'tasa descuento residencia solar')^'vida util PV residencial'))	326.712,031738 pesos/(hr*Mw)
costo oil	pesos/(Mw*hr)	GRAPH(YEAR();2013;1;'serie oil')	94.336,78247903 pesos/(Mw*hr)

costo operacion anual estufas	peso/vivienda	'costo operacion mes estufa gas'*12	358.948,8 pesos/vivienda
costo operacion anual lavadora	peso/vivienda	'intensidad energética lavadoras'*precio de electricidad a viviendas'	318,603257358 pesos/vivienda
costo operacion anual nevera	peso/vivienda	'intensidad energética neveras eficientes'*precio de electricidad a viviendas'	22.302,22801506 pesos/vivienda
costo operacion mes estufa gas	peso/vivienda	'costo gas natural por m3'*m3 consumidos de gas natural por vivienda en un mes'	29.912,4 pesos/vivienda
Costo otros	pesos/(Mw*hr)	80000	80.000 pesos/(Mw*hr)
Costo para el generador	peso/(hr*Mw)	'Costos generación'	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...
costo para oferta	peso/(hr*Mw)	IF('Internalización directa'=1; 'Costos generación'; 'Costos generación despacho normal')	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...
costo politica conservación	peso	'costo politica educacion conservación'*viviendas que conocen conserv'*activacion conserv'	17.479.960.551,87 pesos
costo politica div micro	pesos/vivienda	1000	1.000 pesos/vivienda
costo politica educacion conservación	peso/vivienda	1000	1.000 pesos/vivienda
costo primer hidro	peso/(hr*Mw)	IF('curva creg porcentaje -normal'=0<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,20169)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;(IF('curva creg porcentaje -normal'<30000<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,20169)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;('curva creg porcentaje -normal'-(('curva creg porcentaje -normal'*0,20169))))))	10.084,5 pesos/(hr*Mw)

costo primer hidro int	peso/(hr*Mw)	IF('curva creg porcentaje'=0<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,20169)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;IF('curva creg porcentaje'<30000<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,20169)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;('curva creg porcentaje'-(curva creg porcentaje*0,20169))))	10.084,5 pesos/(hr*Mw)
costo reducido	peso/kw	'costo inicial'-'tasa reduccion'	{900.000; 891.000; 1.829.520; 1.980.000; 1.265....
costo tercer hidro	peso/(hr*Mw)	IF('curva creg porcentaje -normal'=0<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,7933)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;(IF('curva creg porcentaje -normal'<30000<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,7933)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;('curva creg porcentaje -normal'+(curva creg porcentaje -normal*0,7933))))	39.665 pesos/(hr*Mw)
costo tercer hidro int	peso/(hr*Mw)	IF('curva creg porcentaje'=0<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,7933)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;IF('curva creg porcentaje'<30000<<pesos/(Mw*hr)>>;('piso al precio'*0,7933)*1<<pesos/(Mw*hr)>>;'curva creg porcentaje'+(curva creg porcentaje*0,7933)))	39.665 pesos/(hr*Mw)
costos afectados por factor de calibracion	peso/(hr*Mw)	'Costos generación en vector int'*'factor de calibración'	{462.584,843296; 664.355,4395904; 328.417,55767...
costos combustibles	pesos/(Mw*hr)	VBFUNCTION("costo" =Tecnología   "oil"='costo comb fueloil';"gas"='Costo Comb gas';"carbon"='Costo Comb carbon';"uranio"='costo comb otros'   "costo(0)=gas" "costo(1)=oil" "costo(2)=carbon" "costo(3)=uranio" "costo(4)=0" "costo(5)=0" "costo(6)=0" "costo(7)=0" )<<pesos/(Mw*hr)>>	{119.250,3656753; 178.199,6587031; 25.631,39931...

Costos curvas endogenas sin solar	peso/kw	{'costo inicial'[CTCC];'costo inicial'[Fueloil];'costo inicial'[Carbon];'costo inicial'[Otras];'Curva de aprendizaje mundial eolica'[Eolica];'costo inicial'[Hidro];'Curva de aprendizaje mundial solar'[Solar];'costo inicial'[Filo]}	{900.000; 891.000; 1.829.520; 1.980.000; 1.752....}
costos curvas mundiales	peso/kw	{900000<<peso/kw>>;900000<<peso/kw>>;1980000<<peso/kw>>; 1980000<<peso/kw>>;'Curva de aprendizaje mundial eolica'[Eolica];3200000<<peso/kw>>;'Curva de aprendizaje mundial solar'[Solar];1980000<<peso/kw>>}	{900.000; 900.000; 1.980.000; 1.980.000; 1.752....}
costos de gen en vector	peso/(hr*Mw)	{'Costos generación'[CTCC];'Costos generación'[Fueloil];'Costos generación'[Carbon];'Costos generación'[Otras];'Costos generación'[Eolica];'Costos generación'[Hidro];'Costos generación'[Solar];'Costos generación'[Filo]}	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...}
Costos de operación	pesos/(Mw*hr)	{6804;17199;10962;8505;0;0;0;0}	{6.804; 17.199; 10.962; 8.505; 0; 0; 0; 0} peso...
costos gen afectados por factor	peso/(hr*Mw)	'Costos generación en vector'*'factor de calibración'	{462.584,843296; 664.355,4395904; 328.417,55767...}
Costos generación	pesos/(Mw*hr)	'Costos variables'+'costo carbono'+'costo arranque y parada'	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...}
Costos generación despacho normal	pesos/(Mw*hr)	Costos variables'+'costo arranque y parada'	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...}
Costos generación en vector	peso/(hr*Mw)	{'costos termicas e hidro'[CTCC];'costos termicas e hidro'[Fueloil];'costos termicas e hidro'[Carbon];'costos termicas e hidro'[Otras];'costo primer hidro';'costos termicas e hidro'[Hidro];'costo tercer hidro'}	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...}

Costos generación en vector int	peso/(hr*Mw)	{'costos termicas e hidro int'[CTCC];'costos termicas e hidro int'[Fueloil];'costos termicas e hidro int'[Carbon];'costos termicas e hidro int'[Otras];'costo primer hidro int';'costos termicas e hidro int'[Hidro];'costo tercer hidro int'}	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...
Costos generación revisados	pesos/(Mw*hr)	VBFUNCTION("flujo" =1..7   "repetido"='Costos repetidos';"alea"='Desempate de orden';"costo"='costos gen afectados por factor'   "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "IF repetido(i)=1 then" "flujo(i)= costo(i)+alea(i)" "else" "flujo(i)=costo(i)" "end IF" "Next")<<pesos/(Mw*hr)>>	{462.584,843296; 664.355,4395904; 328.417,55767...
Costos generación revisados int	pesos/(Mw*hr)	VBFUNCTION("flujo" =1..7   "repetido"='Costos repetidos int';"alea"='Desempate de orden int';"costo"='costos afectados por factor de calibracion'   "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "IF repetido(i)=1 then" "flujo(i)= costo(i)+alea(i)" "else" "flujo(i)=costo(i)" "end IF" "Next")<<pesos/(Mw*hr)>>	{462.584,843296; 664.355,4395904; 328.417,55767...
costos ordenados de menor a mayor	pesos/(Mw*hr)	SORT_OLD('Costos generación revisados';TRUE)	{0; 34.287,3; 134.861; 328.417,5576792; 462.584...
costos ordenados de menor a mayor int	pesos/(Mw*hr)	SORT_OLD('Costos generación revisados int';TRUE)	{0; 34.287,3; 134.861; 328.417,5576792; 462.584...
Costos repetidos		VBFUNCTION("flujo" =1..7   "costo"='costos gen afectados por factor'; "costo1"='costos gen afectados por factor'   "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "FOR j =0 To ubound(flujo)" "IF i<>j then" "IF costo(i)=costo1(j) then" "flujo(i)=1 " "j=7" "else" "flujo(i)=0" "end IF" "end IF" "Next" //"end IF"// "Next" )	{0; 0; 0; 0; 0; 0}

Costos repetidos int		VBFUNCTION("flujo" =1..7   "costo"='costos afectados por factor de calibracion'; "costo1"='costos afectados por factor de calibracion'   "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "FOR j =0 To ubound(flujo)" "IF i<>j then" "IF costo(i)=costo1(j) then" "flujo(i)=1 " "j=7" "else" "flujo(i)=0" "end IF" "end IF" "Next" //"end IF"// "Next" )	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0}
costos termicas	peso/(hr*Mw)	{'Costos generación despacho normal'[CTCC];'Costos generación despacho normal'[Fueloil];'Costos generación despacho normal'[Carbon]; 'Costos generación despacho normal'[Otras]}	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...
costos termicas e hidro	peso/(hr*Mw)	{'Costos generación despacho normal'[CTCC];'Costos generación despacho normal'[Fueloil];'Costos generación despacho normal'[Carbon];'Costos generación despacho normal'[Otras];'Costos generación despacho normal'[Eolica];'curva creg porcentaje -normal'; 'Costos generación despacho normal'[Solar];'Costos generación despacho normal'[Filo]}	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...
costos termicas e hidro int	peso/(hr*Mw)	{'Costos generación'[CTCC], 'Costos generación'[Fueloil], 'Costos generación'[Carbon], 'Costos generación'[Otras], 'Costos generación'[Eolica], 'curva creg afectado por factor de calibracion', 'Costos generación'[Solar], 'Costos generación'[Filo]}' / / {'Costos generación'[CTCC];'Costos generación'[Fueloil];'Costos generación'[Carbon];'Costos generación'[Otras];'Costos generación'[Eolica];'curva creg porcentaje'; 'Costos generación'[Solar];'Costos generación'[Filo]}	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...
costos termicas int	peso/(hr*Mw)	{'Costos generación'[CTCC];'Costos generación'[Fueloil];'Costos generación'[Carbon]; 'Costos generación'[Otras]}	{136.054,3656753; 195.398,6587031; 96.593,39931...

Costos var futuros	peso	Factor promedio powersim*1<<Mw*hr>>*Costos generación'	{13.605,43656753; 19.539,86587031; 26.010,87158...
Costos variables	peso/(hr*Mw)	Auxiliar_4+'Costos de operación'	{126.054,3656753; 195.398,6587031; 36.593,39931...
Crecimiento dem	Mwh/yr	'Demanda no residencial*('Crecimiento por elasticidades'+Alfa)	322.524,2090756 Mwh/yr
crecimiento intensidad	Mwh/(yr*vivienda)	'intensidad energetica'*'tasa crecimiento intensidad'	0,003335277712836 Mwh/(yr*vivienda)
Crecimiento población	personas/yr	Población*'Tasa de crecimiento población'	916.807,5193502 personas/yr
Crecimiento por elasticidades	yr^-1	('pib-elasticidad'+'precio-elasticidad')/1<<yr>>	0,007432624418601 per yr
Curva CREG	peso/(hr*Mw)	GRAPH(embalse; 0<<Mwh>>; paso; {480000<<peso/(hr*Mw)>>; 480000<<peso/(hr*Mw)>>; ( 'máximo costo térmica' - 14000<<peso/(hr*Mw)>>); ('máximo costo térmica' - 27000<<peso/(hr*Mw)>>); ('máximo costo térmica' - 40000<<peso/(hr*Mw)>>); ('máximo costo térmica' - 53000<<peso/(hr*Mw)>>); ('menor costo térmica' - 480<<peso/(hr*Mw)>>); ('menor costo térmica' - 2000<<peso/(hr*Mw)>>); ('menor costo térmica' - 2900<<peso/(hr*Mw)>>); ('menor costo térmica' - 3800<<peso/(hr*Mw)>>); ('menor costo térmica' - 4600<<peso/(hr*Mw)>>); ('menor costo térmica' - 4900<<peso/(hr*Mw)>>); 'costo hidro'; 'costo hidro'//Min:10000;Max:480000//}	0 pesos/(hr*Mw)

Curva CREG int	peso/(hr*Mw)	<p>GRAPH('embalse Int'; 0&lt;&lt;Mwh&gt;&gt;; 'paso int';  {480000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;; 480000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;;  ('máximo costo térmica int' - 14000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;);  ('máximo costo térmica int' - 27000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;);  ('máximo costo térmica int' - 40000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;);  ('máximo costo térmica int' - 53000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); ('menor  costo térmica int' - 480&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); ('menor costo  térmica int' - 2000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); ('menor costo térmica int'  - 2900&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); ('menor costo térmica int' -  3800&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); ('menor costo térmica int' -  4600&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); ('menor costo térmica int' -  4900&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); 'costo hidro int'; 'costo hidro  int'//Min:10000;Max:480000//)</p>	0 pesos/(hr*Mw)
curva creg porcentaje	peso/(hr*Mw)	<p>GRAPH('porcentaje del nivel del embalse'; 0; 'paso inic1';  {480000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;; 'máximo costo térmica int';  (('máximo costo térmica int'-(máximo costo térmica int'*0,1)));  (('máximo costo térmica int'-(máximo costo térmica int'*0,2)));  (('máximo costo térmica int'-(máximo costo térmica int'*0,3)));  (('máximo costo térmica int'-(máximo costo térmica int'*0,4)));  ('menor costo térmica int'-100&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;); (('menor  costo térmica int' -(2000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;)); (('menor costo  térmica int' -(5000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;)); (('menor costo térmica  int' -(10000&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;));  0&lt;&lt;peso/(hr*Mw)&gt;&gt;//Min:10000;Max:480000//)</p>	0 pesos/(hr*Mw)

curva creg porcentaje -normal	peso/(hr*Mw)	GRAPH('porcentaje del nivel del embalse - normal'; 0; 'paso inic1 - normal'; {480000<<peso/(hr*Mw)>>; 'menor costo térmica'; (('menor costo térmica'-'máximo costo térmica'*0,1)); (('máximo costo térmica'-'máximo costo térmica'*0,2)); (('máximo costo térmica'-'máximo costo térmica'*0,3)); (('máximo costo térmica'-'máximo costo térmica'*0,4)); ('menor costo térmica' - 100<<peso/(hr*Mw)>>); (('menor costo térmica' - (2000<<peso/(hr*Mw)>>)); (('menor costo térmica' - (5000<<peso/(hr*Mw)>>)); (('menor costo térmica' - (10000<<peso/(hr*Mw)>>)); 0<<peso/(hr*Mw)>>/Min:10000;Max:480000//)}	0 pesos/(hr*Mw)
Curva de aprendizaje mundial eolica	pesos/kw	GRAPH('año de simulación';2010;5;{2869000;2384500;1896200;1840000;1808800;1760000;1721400;1710000;1698600//Min:1000000;Max:3000000;Zoom//})*1<<pesos/kw>>	{1.752.280; 1.752.280; 1.752.280; 1.752.280; 1....
Curva de aprendizaje mundial residencial solar	peso/(hr*Mw)	GRAPH('año de simulación';2010;5;{350000;290000;250000;200000;180000;160000;150000;150000;150000//Min:140000;Max:360000;Zoom//})*1<<pesos/(hr*Mw)>>	158.000 pesos/(hr*Mw)
Curva de aprendizaje mundial solar	peso/kw	GRAPH('año de simulación';2010;5;{7117400;4959000;3374400;2600000;1951300;1700000;1491500;1460000;1445900//Min:1000000;Max:8000000;Zoom//})*1<<pesos/kw>>	{1.658.300; 1.658.300; 1.658.300; 1.658.300; 1....
d mensual	mo^-1	('total demanda'/1<<Mw*hr>>)/1<<mo>>	10.998.415,02287 per mo
Decisor capacidad para desinv fija		IF('Margen fijo'=0;1;0)	1
decisor termicas		IF('Demanda sin renovables'>0<<Mw*hr>>;1;0)	1
decisor termicas int		IF('Demanda sin renovables int'>0<<Mw*hr>>;1;0)	1
deficit viviendas	vivienda	'viviendas requeridas'-'viviendas totales conserv'	251.152,6187471 vivienda

conserv			
deficit viviendas estufas	vivienda	'viviendas requeridas'-'viviendas totales estufas'	251.152,6187471 vivienda
deficit viviendas Lavadoras	vivienda	'viviendas requeridas'-'viviendas totales Lavadoras'	251.152,6187471 vivienda
deficit viviendas micro	vivienda	'viviendas requeridas'-'viviendas totales micro'	251.152,6187471 vivienda
deficit viviendas neveras	vivienda	'viviendas requeridas'-'viviendas totales neveras'	251.152,6187471 vivienda
Demanda base	Mw*hr	1930708303,28742	1.930.708.303,287 Mw*hr
Demanda de potencia	Mw	('Cant Electricidad Demandada'+exportaciones)/(24*30)/1<<hr>>	15.275,57642065 Mw
demanda esc	Mw*hr	'demanda acumulada'*1<<(Mw*hr)>>	1.908.767.322,065 Mw*hr
Demanda inicial residencial	Mwh	'Demanda inicial total'*'Porcentaje residencial'	2.158.800 Mwh
Demanda inicial total	Mwh	5397000	5.397.000 Mwh
Demanda maxima de potencia	Mw	'Demanda de potencia'*'Factor conversio dem max'	21.385,80698891 Mw
Demanda no residencial inicial	Mwh	'Demanda inicial total'*'Porcentaje demanda otras'	3.238.200 Mwh
demanda para merito	hr*Mw	IF('Demanda sin renovables'>0<<Mw*hr>>;'total demanda'-'total generacion renovables';0<<Mw*hr>>)	9.161.558,452706 hr*Mw
demanda para merito int	hr*Mw	IF('Demanda sin renovables int'>0<<Mw*hr>>;'total demanda int'-'total generacion renovables int';0<<Mw*hr>>)	9.161.558,452706 hr*Mw
demanda periodo anterior	hr*Mw	DELAYINF('total demanda int';12<<mo>>;1;4944500<<Mw*hr>>)	10.585.872,88759 hr*Mw
Demanda residencial NN	Mwh	'Consumo residencial'-'(Consumo ahorrado por eficiencia'+'consumo viviendas con panel solar'+'consumo ahorrado de conservación total')	3.572.563,755695 Mwh
Demanda sin	hr*Mw	'total demanda'-'oferta de renovables final'	9.161.558,452706 hr*Mw



Desinversión	Mw/mo	<pre>{IF(('Capacidad instalada'[CTCC]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;('cap CTCC por año'+'Capacidad a cerrar'[CTCC]+'salidas vida util'[CTCC]);MAX('cap CTCC por año';'salidas vida util'[CTCC];'Capacidad a cerrar'[CTCC]); 0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;); IF(('Capacidad instalada'[Fueloil]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;('cap fueloil por año'+'Capacidad a cerrar'[Fueloil]+'salidas vida util'[Fueloil]);MAX('cap fueloil por año';'Capacidad a cerrar'[Fueloil];'salidas vida util'[Fueloil]);0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;); IF(('Capacidad instalada'[Carbon]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;('cap carbon por año'+'Capacidad a cerrar'[Carbon]+'salidas vida util'[Carbon]);MAX('cap carbon por año'; 'Capacidad a cerrar'[Carbon]; 'salidas vida util'[Carbon]); 0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;); IF(('Capacidad instalada'[Otras]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;('cap otras por año'+'Capacidad a cerrar'[Otras]+'salidas vida util'[Otras]);MAX('cap otras por año'; 'Capacidad a cerrar'[Otras]; 'salidas vida util'[Otras]); 0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;); IF(('Capacidad instalada'[Eolica]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;('cap eólica por año'+'Capacidad a cerrar'[Eolica]+'salidas vida util'[Eolica]);MAX('cap eólica por año'; 'Capacidad a cerrar'[Eolica]; 'salidas vida util'[Eolica]);0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;); IF(('Capacidad instalada'[Hidro]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;('cap hidro por año'+'Capacidad a cerrar'[Hidro]+'salidas vida util'[Hidro]);MAX('cap hidro por año';'Capacidad a cerrar'[Hidro]; 'salidas vida util'[Hidro]); 0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;); IF(('Capacidad instalada'[Solar]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;'Capacidad a cerrar'[Solar]+'cap solar por año'+'salidas vida util'[Solar];MAX('cap solar por año'; 'Capacidad a cerrar'[Solar]; 'salidas vida util'[Solar]);0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;); IF(('Capacidad instalada'[Filo]/1&lt;&lt;yr&gt;&gt;)&gt;'Capacidad a cerrar'[Filo]+'cap filo por año'+'salidas vida util'[Filo]; MAX('cap filo por año';'Capacidad a cerrar'[Filo];'salidas vida util'[Filo]);0&lt;&lt;Mw/yr&gt;&gt;)}</pre>	{4,166666666667; 0,1046666666667; 0,330333333333...
DiferenciaV	peso	v2-v1	186.299.093.847,2 pesos

Disp renovables		{'Disponibilidad eolica'[INDEX(INTEGER(messs))];'Disponibilidad solar'[INDEX(INTEGER(messs))]}	{0,4739779170698; 0,2395833333333}
Disponibilidad eolica		XLDAPATA("factor.xls";"hoja1";"B3:B14")	{0,4739779170698; 0,5322792161489; 0,5378696396...
Disponibilidad niño		IF ('periodo de simulacion'=2019;0,4;0,84)	0,84
Disponibilidad niño en embalse	Mwh	'aporte medio historico int'	{2.688.010; 2.258.760; 2.801.780; 4.089.300; 5....
Disponibilidad solar		XLDAPATA("factor.xls";"hoja1";"C3:C14")	{0,23958333333333; 0,2604166666667; 0,26041666666...
Disponibilidad del recurso hidraulico		IF(('Max capacidad de recursos hidraulicos'-'Capacidad instalada'[Hidro])>1<<Mw>>; 1;0)	1
divulg lavadora por mes	peso/mo	'divulgacion lavadora por vivienda'/1<<mo>>	0 pesos/mo
divulg nevera por mes	peso/mo	'divulgacion nevera por vivienda'/1<<mo>>	0 pesos/mo
divulgacion conservacion al mes	peso/mo	'costo politica conservación'/1<<mo>>	17.479.960.551,87 pesos/mo
divulgacion estufa por vivienda	peso	'politica divulgacion'*'activacion estufas'*'viviendas que conocen estufas'	0 pesos
divulgacion lavadora por vivienda	peso	'activacion Lavadoras'*'politica divulg lavadoras'*'viviendas que conocen Lavadoras'	0 pesos
divulgacion mensual	peso/mo	'divulgacion estufa por vivienda'/1<<mo>>	0 pesos/mo
divulgacion nevera por vivienda	peso	'activacion neveras'*'politica divulgacion nev'*'viviendas que conocen neveras'	0 pesos
divulgacion por casa	peso	'activacion micro'*'costo politica div micro'*'viviendas que conocen micro'	0 pesos

dobla cap		FOR(i=Tecnología   IF('Capacidad instalada'[i]>('capacidad inicial'[i])*2;1;0))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0}
elasticidad PIB demanda		1,9	1,9
elasticidad precio demanda		0,4	0,4
Electricidad demandada		'Dem electricidad'/12<<Mwh>>	11.207.177,26226
Electricidad demandada int		'Dem electricidad int'/12<<Mwh>>	11.207.177,26226
emisiones ahorradas	tCO2	'emisiones base'-'emisiones escenario'	528.936,6353157 tCO2
emisiones base	tCO2	54809023	54.809.023 tCO2
emisiones mensuales	tCO2/mo	'Emisiones totales'/1<<mo>>	121.202,9149362 tCO2/mo
Emisiones totales	tCO2	ARRSUM('No emisiones')	121.202,9149362 tCO2
energía firme total	hr*Mw	ARRSUM('Energía firme por tecnología')	14.409.386,23665 hr*Mw
energía generada por panel año		('cap instalada panel'*((1-'ratio de degradacion eficiencia anual')^'vida util PV residencial')*'factor de carga de los paneles'*'horas en un año')/1<<Mw>>	1,590599979684
energía generada por panel mes	Mwh/vivienda	'energía generada por panel en vivienda'/12	0,132549998307 Mwh/vivienda
Energía firme por tecnología	Mw*hr	FOR(i=Tecnología   'Generacion potencial total'[i]*'Factor de disponibilidad'[i])	{1.844.460,7488; 453.498,24; 4.944.655,8432; 19...
Energía firme sistema	hr*Mw	FOR(i=Tecnología   ARRSUM('Energía firme por tecnología'))	{14.409.386,23665; 14.409.386,23665; 14.409.386...
energía generada por panel en vivienda	Mwh/vivienda	'energía generada por panel año'*1<<Mwh/vivienda>>	1,590599979684 Mwh/vivienda

entradas plan	Mw/mo	IF('mes de simulación'=1;'nueva cap CTCC por año';'nueva cap fueloil por año';'nueva cap carbon por año';'nueva cap otras por año';'nueva cap eólica por año';'nueva cap hidro por año';'nueva cap solar por año';'Nueva cap filo por año');0<<Mw/yr>>)	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
exportaciones	Mw*hr		0 0 Mw*hr
exportaciones int	Mw*hr		0 0 Mw*hr
factor		IF(('gen ideal int'/'generación potencial hoy para margen')<0,10; 0,10; 'gen ideal int'/'generación potencial hoy para margen')	{0,1; 0,1; 0,1; 0,1; 0,4408571283761; 0,6418866...
factor carga historico hidro		XLDAPATA("factorCarga.xls";"hidrica";"E18:O18")	{55,89492541095; 55,9376312401; 55,62901505376;...
factor carga historico termico		XLDAPATA("factorCarga.xls";"termica";"E18:O18")	{28,97495321963; 29,60458239795; 31,3435651135;...
Factor Carga promedio		IF ('periodo de simulacion'= (DATE(2013;02;01)); (FOR(i=Tecnología   factor[i]));IF ('periodo de simulacion'= (DATE(2013;03;01)); 'Promedio 2 meses'; IF ('periodo de simulacion'= (DATE(2013;04;01));'promedio 3 meses'; IF ('periodo de simulacion'> (DATE(2013;04;01));'promedio 4 meses';0))))	
Factor conversio dem max		1,40	1,4
factor de calibración		3,4	3,4
factor de carga de los paneles		0,222	0,222
Factor de disponibilidad		{0,92; 0,8; 0,93; 0,7; 'Factor eolica para energia firme'; 0,38; 'Disp renovables'[2];0,38}	{0,92; 0,8; 0,93; 0,7; 0,06; 0,38; 0,2395833333...

Factor disponibilidad promedio historico		//{0.92, 0.8, 0.93, 0.7, 'Disp renovables'[1], 'Disponibilidad niño', 'Disp renovables'[2],0.72} // // {0.92, 0.8, 0.93, 0.7, 'Disp renovables'[1], 0.6, 'Disp renovables'[2],0.7} // {0,92; 0,8; 0,93; 0,7; 'Disp renovables'[1]; 0,84; 'Disp renovables'[2];0,72} // {0;0;0;0;0;0;0} //	{0,92; 0,8; 0,93; 0,7; 0,4739779170698; 0,84; 0...
factor emision	tCO2/(Mw*hr)	{0,2018; 0,2638;0,3403;0,2664; 0;0;0;0}	{0,2018; 0,2638; 0,3403; 0,2664; 0; 0; 0; 0} tC...
Factor eolica para energia firme		0,06	0,06
Factor promedio powersim		FOR(i=Tecnología   (SLIDINGAVERAGE(factor[i];12<<mo>>;{'historico termico';0,1;'historico termico';0,1;0,1;'historico hidro';0,1;'historico hidro'})))	{0,1; 0,1; 0,2692820810163; 0,1; 0,417671368653...
factor viviendas potenciales conserv		0,65	0,65
factor viviendas potenciales micro		0,52	0,52
factor viviendas que poseen neveras		0,787	0,787
familias	familia	Población/'Personas por familia'	18.190.625,38393 familia
familias por vivienda	familia/vivienda	1	1 familia/vivienda
feed	peso	(Tarifa*'Inciador política')*1<<Mw*hr>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} pesos
Fef		{0,95;0,35;0,95;0,50;0,38;0;0}	{0,95; 0,35; 0,95; 0,5; 0; 0,38; 0; 0}
fijo	yr	FOR(i=Tecnología   (1- 'vida util intermedio'[i]))*1<<yr>>	{0,8513563719759; 0,9077040018229; 0,9077040018...
Fracción adopcion concedores conserv		0,001	0,03

Fracción adopción conocedores estufas		0,001	0,001
Fracción adopción conocedores Lavadoras		0,001	0,001
Fracción adopción conocedores micro		0,001	0,001
Fracción adopción conocedores neveras		0,001	0,001
gama conocen y creen micro			-5
gama conocen y no creen micro			-10
gama reeleccionan micro		IF('precio residencial sin unidades' > 'precios solar sin unidades'; -0,1; -8)	-8
Gamma conocen y creen estufas		-0,8	-0,8
Gamma conocen y creen lavadoras		-0,8	-0,8
Gamma conocen y creen neveras		-0,8	-0,8
Gamma conocen y no creen estufas			-2
Gamma conocen y no creen lavadoras			-2
Gamma conocen y no creen neveras			-2
Gamma releccionan estufas			-3

Gamma releccionan lavadoras			-3	-3
Gamma releccionan neveras			-3	-3
gen carbon compl	hr*Mw	('gen seg carbon mensual'-'gen ideal'[Carbon])*reconciliacion carbon'		29.337,42434834 hr*Mw
gen carbon compl INT	hr*Mw	('gen seg carbon mensual'-'gen ideal int'[Carbon])*Reconciliación carbón INT'		29.337,42434834 hr*Mw
gen gas compl	hr*Mw	('gen seg gas mensual'-'gen ideal'[CTCC])*reconciliacion gas'		551.136,7167021 hr*Mw
gen gas compl INT	hr*Mw	('gen seg gas mensual'-'gen ideal int'[CTCC])*reconciliacion gas INT'		551.136,7167021 hr*Mw
gen ideal	hr*Mw	{'gen termica ordenada'[1];'gen termica ordenada'[2];'gen termica ordenada'[3];'gen termica ordenada'[4];'Generacion renovables'[1];'gen termica ordenada'[5]+'gen termica ordenada'[6]+'gen termica ordenada'[7];'Generacion renovables'[2];'Generacion renovables'[3]}		{0; 0; 0; 0; 454.242,5383136; 9.161.558,452706;...
gen ideal int	hr*Mw	{'gen termica ord int'[1];'gen termica ord int'[2];'gen termica ord int'[3];'gen termica ord int'[4];'Generacion renovables int'[1];'gen termica ord int'[5]+'gen termica ord int'[6]+'gen termica ord int'[7];'Generacion renovables int'[2];'Generacion renovables int'[3]}		{0; 0; 0; 0; 454.242,5383136; 9.161.558,452706;...
gen seg carbon con indice	hr*Mw	('generacion seguridad carbon'[INDEX(INTEGER('mes del periodo de simulacion'))])+(('generacion seguridad carbon'[INDEX(INTEGER('mes del periodo de simulacion'))])*indice cambio demanda')		29.337,42434834 hr*Mw
gen seg carbon mensual	hr*Mw	IF('Factor disponibilidad promedio historico'[Carbon]=0;0<<Mw*hr>>;'gen seg carbon con indice')		29.337,42434834 hr*Mw

gen seg gas con indice	hr*Mw	('generacion seguridad gas'[INDEX(INTEGER('mes del periodo de simulacion'))])+((('generacion seguridad gas'[INDEX(INTEGER('mes del periodo de simulacion'))])*indice cambio demanda')	551.136,7167021 hr*Mw
gen seg gas mensual	hr*Mw	IF('Factor disponibilidad promedio historico'[CTCC]=0;0;<<Mw*hr>>';gen seg gas con indice')	551.136,7167021 hr*Mw
gen tecnologia con gen seg	hr*Mw	{'gen ideal'[CTCC]+'gen gas compl';'gen ideal'[Fueloil];'gen ideal'[Carbon]+'gen carbon compl';'gen ideal'[Otras];'gen ideal'[Eolica];('gen ideal'[Hidro]-'gen carbon compl'-'gen gas compl');'gen ideal'[Solar];'gen ideal'[Filo]}	{551.136,7167021; 0; 29.337,42434834; 0; 454.24...
gen tecnologia con gen seg int	hr*Mw	{'gen ideal int'[CTCC]+'gen gas compl INT';'gen ideal int'[Fueloil];'gen ideal int'[Carbon]+'gen carbon compl INT';'gen ideal int'[Otras];'gen ideal int'[Eolica];('gen ideal int'[Hidro]-'gen carbon compl INT'-'gen gas compl INT');'gen ideal int'[Solar];'gen ideal int'[Filo]}	{551.136,7167021; 0; 29.337,42434834; 0; 454.24...
gen termica ord int	hr*Mw	{'Generacion electricidad int'[INDEX(INTEGER('orden costos actualizado int'[1]))]; 'Generacion electricidad int'[INDEX(INTEGER('orden costos actualizado int'[2]))]; 'Generacion electricidad int'[INDEX(INTEGER('orden costos actualizado int'[3]))]; 'Generacion electricidad int'[INDEX(INTEGER('orden costos actualizado int'[4]))]; 'Generacion electricidad int'[INDEX(INTEGER('orden costos actualizado int'[5]))]; 'Generacion electricidad int'[INDEX(INTEGER('orden costos actualizado int'[6]))]; 'Generacion electricidad int'[INDEX(INTEGER('orden costos actualizado int'[7]))]}	{0; 0; 0; 0; 3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 2....

gen termica ordenada	hr*Mw	{'Generacion electricidad'[INDEX(INTEGER('orden costos act'[1]))]; 'Generacion electricidad'[INDEX(INTEGER('orden costos act'[2]))]; 'Generacion electricidad'[INDEX(INTEGER('orden costos act'[3]))]; 'Generacion electricidad'[INDEX(INTEGER('orden costos act'[4]))]; 'Generacion electricidad'[INDEX(INTEGER('orden costos act'[5]))]; 'Generacion electricidad'[INDEX(INTEGER('orden costos act'[6]))]; 'Generacion electricidad'[INDEX(INTEGER('orden costos act'[7]))]}	{0; 0; 0; 0; 3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 2....
gen total sistema1	hr*Mw	ARRSUM('Generación electricidad por tecnología')	10.998.415,02287 hr*Mw
Gen total sistema2	hr*Mw	ARRSUM('Generación electricidad por tecnología int')	10.998.415,02287 hr*Mw
generacion de filodeagua solar y eolica sin merito	hr*Mw	{{('Capacidad disponible'[5]*total demanda)}/'Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica');(('Capacidad disponible'[7]*total demanda)}/'Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica');(('Capacidad disponible'[8]*total demanda)}/'Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica')}	{2.719.835,635817; 223.628,3872418; 8.054.950,9...
generacion de filodeagua solar y eolica sin merito int	hr*Mw	{{('Capacidad disponible int'[5]*total demanda int)}/'Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica int');({'Capacidad disponible int'[7]*total demanda int)}/'Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica int');({'Capacidad disponible int'[8]*total demanda int)}/'Capacidad a generar de filodeagua solar y eolica int')}	{2.719.835,635817; 223.628,3872418; 8.054.950,9...

Generacion electricidad	Mw*hr	<pre> VBFUNCTION("flujo" =1..7   "demanda"='demanda para merito';"oferta"='ofertas para despacho';"orden"='costos ordenados de menor a mayor';"precio1"='precio electricidad'   "IF demanda&gt;0 Then" "Bolsa=demanda" "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "IF orden(i)&gt;precio1 then " "flujo(i)=0" "else" "IF orden(i)=precio1 then " "IF Bolsa&gt;oferta(i) Then " "flujo(i)= oferta(i)" // "flujo(i)=0"// // "flujo(i)=oferta(i)"// // "demanda= 0"// "Bolsa=Bolsa-oferta(i)" "else" "flujo(i)=Bolsa" // "flujo(i)=0"// // "demanda=oferta(i)"// "Bolsa=0" "end IF" "else" ///"if Bolsa&gt;oferta(i)then"// "flujo(i)=oferta(i)" // "demanda=demanda-oferta(i)"// "Bolsa=Bolsa-oferta(i)" // "end IF"// "end IF" "end IF" "Next" "else" "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "flujo(i)=0" "Next" "end IF" )&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt; </pre>	{3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 2.096.117,1215...
----------------------------	-------	--	---

Generacion electricidad int	Mw*hr	<pre> VBFUNCTION("flujo" =1..7   "demanda"='demanda para merito int';"oferta"='ofertas para despacho int';"orden"='costos ordenados de menor a mayor int';"precio1"='precio electricidad int'   "IF demanda&gt;0 Then" "Bolsa=demanda" "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "IF orden(i)&gt;precio1 then " "flujo(i)=0" "else" "IF orden(i)=precio1 then " "IF Bolsa&gt;oferta(i) Then " "flujo(i)= oferta(i)" //"flujo(i)=0"// //"flujo(i)=oferta(i)"// // "demanda= 0"// "Bolsa=Bolsa-oferta(i)" "else" "flujo(i)=Bolsa" //"flujo(i)=0"// //"demanda=oferta(i)"// "Bolsa=0" "end IF" "else" ///"if Bolsa&gt;oferta(i)then"// "flujo(i)=oferta(i)" //"demanda=demanda-oferta(i)"// "Bolsa=Bolsa-oferta(i)" //"end IF"// "end IF" "end IF" "Next" "else" "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "flujo(i)=0" "Next" "end IF" )&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt; </pre>	{3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 2.096.117,1215...
Generacion eolica filodeagua y solar con merito	hr*Mw	{ 'Capacidad disponible'[5]; 'Capacidad disponible'[7]; 'Capacidad disponible'[8]}	{454.242,5383136; 37.348,40625; 1.345.265,6256}...
Generacion eolica filodeagua y solar con merito int	hr*Mw	{ 'Capacidad disponible int'[5]; 'Capacidad disponible int'[7]; 'Capacidad disponible int'[8]}	{454.242,5383136; 37.348,40625; 1.345.265,6256}...
generacion media potencial	hr*Mw	{ 'Energía firme por tecnología'[CTCC]; 'Energía firme por tecnología'[Fueloil]; 'Energía firme por tecnología'[Carbon]; 'Energía firme por tecnología'[Otras]; 'Energía firme por tecnología'[Eolica]; 'Energía firme por tecnología'[Hidro]*0,4; 'Energía firme por tecnología'[Solar]; 'Energía firme por tecnología'[Filo]}	{1.844.460,7488; 453.498,24; 4.944.655,8432; 19...

Generacion potencial futura por tec	hr*Mw	'capacidad en construccion por tec'*30*24<<hr>>	{0; 0; 1.368.000; 0; 72.000; 1.656.000; 72.000;...
Generacion potencial para despacho	hr*Mw	'Capacidad instalada'*30*24<<hr>>	{1.724.048,64; 566.872,8; 2.868.834,24; 27.961,...
Generacion potencial total	hr*Mw	'Generacion potencial futura por tec'+'generación potencial hoy para margen'	{2.004.848,64; 566.872,8; 5.316.834,24; 27.961,...
Generacion renovables	hr*Mw	IF('decisor termicas'=1;{'Generacion eolica filodeagua y solar con merito'[1]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito'[2]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito'[3] };{'generacion de filodeagua solar y eolica sin merito'[1]; 'generacion de filodeagua solar y eolica sin merito'[2];'generacion de filodeagua solar y eolica sin merito'[3]})	{454.242,5383136; 37.348,40625; 1.345.265,6256}...
Generacion renovables int	hr*Mw	IF('decisor termicas int'=1;{'Generacion eolica filodeagua y solar con merito int'[1]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito int'[2]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito int'[3]};{'generacion de filodeagua solar y eolica sin merito int'[1]; 'generacion de filodeagua solar y eolica sin merito int'[2];'generacion de filodeagua solar y eolica sin merito int'[3]})	{454.242,5383136; 37.348,40625; 1.345.265,6256}...
generacion seguridad carbon	hr*Mw	XLDAPATA("generacion seguridad.xls";"Hoja1";"C2:C13")<<Mw*hr>>	{28.237; 50.771; 77.673; 75.246; 78.479; 89.882...}
generacion seguridad gas	hr*Mw	XLDAPATA("generacion seguridad.xls";"Hoja1";"B2:B13")<<Mw*hr>>	{530.464; 477.759; 497.965; 292.187; 285.800; 3...}
generacion termica ordenada	hr*Mw	VBFUNCTION("flujo" =1..7   "genElect"='Generacion electricidad';"ordenDelCosto"='orden costos para despacho'; "tempG"='temporal gen'   "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "tempG=ordenDelCosto(i)" "tempG= CInt(Fix(tempG))" "flujo(i)=genElect(tempG)" "Next")<<Mw*hr>>	{0; 0; 0; 0; 3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 2....}

generacion termica ordenada int	hr*Mw	<pre> VBFUNCTION("flujo" =1..7   "genElect"='Generacion electricidad int';"ordenDelCosto"='orden costos para despacho int'; "tempG"='temporal gen int'   "FOR i = 0 To ubound(flujo)" "tempG=ordenDelCosto(i)" "tempG= CInt(Fix(tempG))" "flujo(i)=genElect(tempG)" "Next")&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt; </pre>	{0; 0; 0; 0; 3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 2....
Generación electricidad por tecnología	Mw*hr	<pre> //VBFUNCTION("flujo" =Tecnología   "generacion"='Generacion electricidad',"orden1"='orden costos para despacho'   // // "temp=0"// // "FOR i = 0 To ubound(flujo)"// // "temp=orden1(i)"// // "flujo(i)=generacion(temp)" "flujo(i)=generacion(temp)"// // "Next")&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;// //VBFUNCTION("flujo" =Tecnología   "genElect"='Generacion electricidad',"ordenDelCosto"='orden costos para despacho', "tempG"='temporal gen'   // // "FOR i = 0 To ubound(flujo)"// // "tempG=ordenDelCosto(i)"// // "tempG= CInt(Fix(tempG))"// ///// // "flujo(i)=genElect(tempG)"// ///// // "Next")&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;// //{'generacion termica ordenada'[1];'generacion termica ordenada'[2];'generacion termica ordenada'[3];'generacion termica ordenada'[4];'Generacion renovables'[1];'generacion termica ordenada'[5]+'generacion termica ordenada'[6]+'generacion termica ordenada'[7];'Generacion renovables'[2];'Generacion renovables'[3]}'// 'gen tecnologia con gen seg' </pre>	{551.136,7167021; 0; 29.337,42434834; 0; 454.24...

<p>Generación electricidad por tecnología int</p>	<p>Mw*hr</p>	<pre>//VBFUNCTION("flujo" =Tecnología   "generacion"='Generacion electricidad',"orden1"='orden costos para despacho'   // //temp=0"// //FOR i = 0 To ubound(flujo)// // temp=orden1(i)// // "flujo(i)=generacion(temp)""flujo(i)=generacion(temp)// //Next")&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;// //VBFUNCTION("flujo" =Tecnología   "genElect"='Generacion electricidad',"ordenDelCosto"='orden costos para despacho', tempG='temporal gen'   // //FOR i = 0 To ubound(flujo)// // tempG=ordenDelCosto(i)// // tempG= CInt(Fix(tempG))// //// // "flujo(i)=genElect(tempG)// //// //Next")&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;// 'gen tecnologia con gen seg int'</pre>	<p>{551.136,7167021; 0; 29.337,42434834; 0; 454.24...</p>
<p>Generación hidro</p>	<p>Mwh/mo</p>	<p>(IF(embalse&gt;(((generacion termica ordenada'[5]+'generacion termica ordenada'[6]+'generacion termica ordenada'[7])/1&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;)*1&lt;&lt;Mwh&gt;&gt;);(((generacion termica ordenada'[5]+'generacion termica ordenada'[6]+'generacion termica ordenada'[7])/1&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;)*1&lt;&lt;Mwh/mo&gt;&gt;);embalse/1&lt;&lt;mo&gt;&gt;))</p>	<p>9.161.558,452706 Mwh/mo</p>
<p>Generación hidro Int</p>	<p>Mwh/mo</p>	<p>(IF('embalse Int'&gt;(((generacion termica ordenada int'[5]+'generacion termica ordenada int'[6]+'generacion termica ordenada int'[7])/1&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;)*1&lt;&lt;Mwh&gt;&gt;);(((generacion termica ordenada int'[5]+'generacion termica ordenada int'[6]+'generacion termica ordenada int'[7])/1&lt;&lt;Mw*hr&gt;&gt;)*1&lt;&lt;Mwh/mo&gt;&gt;);'embalse Int'/1&lt;&lt;mo&gt;&gt;))</p>	<p>9.161.558,452706 Mwh/mo</p>

generación potencial hoy para margen	Mw*hr	('Capacidad instalada'+ 'Capacidad en construccion')*30*24<<hr>>	{2.004.848,64; 566.872,8; 3.948.834,24; 27.961,...
historico hidro		('factor carga historico hidro'[INDEX(INTEGER(mes))])/100	0,5589492541095
historico termico		('factor carga historico termico'[INDEX(INTEGER(mes))])/100	0,2897495321963
horas en un año		8760	8.760
incentivos sistema	peso	'total dado tarifa'	0 pesos
Inciador política		IF (TIME< (DATE(2017;01;01));0;1)	1
incremento divulgacion	peso/mo	'divulgacion por casa'/1<<mo>>	0 pesos/mo
incremento por carbono	peso/(hr*Mw)	IF( 'total demanda'=0<<Mw*hr>>;0 <<pesos/(Mw*hr)>>;(DiferenciaV/'total demanda'))	16.938,72193946 pesos/(hr*Mw)
incremento por cargo	peso/(hr*Mw)	IF( 'total demanda'=0<<Mw*hr>>;0 <<pesos/(Mw*hr)>>;'sumatoria cargo/'total demanda')	33.881,09726846 pesos/(hr*Mw)
incremento por feed	peso/(hr*Mw)	IF( 'total demanda'=0<<Mw*hr>>;0 <<pesos/(Mw*hr)>>;'incentivos sistema/'total demanda')	0 pesos/(hr*Mw)
indice cambio demanda		('total demanda int'-'demanda periodo anterior')/'demanda periodo anterior'	0,03897100783864
inicio		ATSTART()	false
intensidad energética estufa electrica	Mwh/vivienda	('intensidad energetica'*'%consumo estufa electrica mes')	0,01042274285261 Mwh/vivienda
Intensidad energética inicial	Mwh/vivienda	0,149	0,149 Mwh/vivienda
intensidad energética lavadoras	Mwh/vivienda	'%consumo lavadoras eficiente'*'intensidad energetica'	0,001042274285261 Mwh/vivienda
intensidad energética neveras eficientes	Mwh/vivienda	'%consumo neveras eficientes'*'intensidad energetica'	0,07295919996829 Mwh/vivienda
Internalización directa		0	0

inv filo	Mw	IF('Capacidad a invertir filo'=0<<Mw>>;0<<Mw>>;(IF('Margen fijo'=1;'Cap a inv filo';'Decisor capacidad para desinv fija'*'Capacidad a invertir filo'))))	0 Mw
inv hidro	Mw	IF ('Disponibilidad del recurso hidraulico'=1;((IF(inversion[Hidro]>0<<%>>;(GRAPHSTEP(inversion[Hidro];0<<%>>;10<<%>>;{100;80;50;30;0;0;0;0;0;0 / /Min:0;Max:200 / /}<<Mw>>));IF(inversion[Hidro]=0<<%>>;0<<Mw>>;300<<Mw>>)))));0<<Mw>>))	0 Mw
inv mayores	Mw	IF('capacidad a invertir termicas'=0<<Mw>>;0<<Mw>>;(IF('Margen fijo'=1;'Cap a inv mayores';'Decisor capacidad para desinv fija'*'capacidad a invertir termicas'))))	{0; 0; 0; 0} Mw
inv renovables	Mw	IF('Capacidad a invertir renovables'=0<<Mw>>;0<<Mw>>;(IF('Margen fijo'=1;'cap a inv renovables';'Decisor capacidad para desinv fija'*'Capacidad a invertir renovables'))))	{0; 0} Mw
inversion	%	(({inversion ctcc';'inversion fuel oil';'inversion carbon';'inversion otras';'inversion eolica';'inversion hidro';'inversion solar';'inversion filo'})	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} %
inversion carbon	%	IF('margen de energía'[Carbon]>15%;'margen de energía'[Carbon]*se invierte mayores?'[Carbon];('margen de energía'[Carbon]*se invierte mayores extremo?'[Carbon]))	0%
inversion ctcc	%	IF('margen de energía'[CTCC]>15%;'margen de energía'[CTCC]*se invierte mayores?'[CTCC];('margen de energía'[CTCC]*se invierte mayores extremo?'[CTCC]))	0%

inversion eolica	%	IF('margen de energía'[Eolica]>15%;'margen de energía'[Eolica]*se invierte menores?'[Eolica];('margen de energía'[Eolica]*se invierte menores extremo?'[Eolica]))	0%
inversion filo	%	IF('margen de energía'[Filo]>15%;'margen de energía'[Filo]*se invierte filo?';('margen de energía'[Filo]*se invierte filo extremo?'[Filo]))	0%
inversion fuel oil	%	IF('margen de energía'[Fueloil]>15%;'margen de energía'[Fueloil]*se invierte mayores?'[Fueloil];('margen de energía'[Fueloil]*se invierte mayores extremo?'[Fueloil]))	0%
inversion hidro	%	IF('margen de energía'[Hidro]>15%;('margen de energía'[Hidro]*se invierte embalse?');('margen de energía'[Hidro]*Se invierte hidro extremo'))	0%
inversion mayores	%	{inversion[CTCC];inversion[Fueloil];inversion[Carbon];inversion[Otras]}	{0; 0; 0; 0} %
inversion menores filo	%	inversion[Filo]	0%
inversion menores renovables	%	{inversion[Eolica];inversion[Solar]}	{0; 0} %
inversion otras	%	IF('margen de energía'[Otras]>15%;'margen de energía'[Otras]*se invierte mayores?'[Otras];('margen de energía'[Otras]*se invierte mayores extremo?'[Otras]))	0%
inversion solar	%	IF('margen de energía'[Solar]>15%;'margen de energía'[Solar]*se invierte menores?'[Solar];('margen de energía'[Solar]*se invierte menores extremo?'[Solar]))	0%
m3 consumidos de gas natural por vivienda en un mes	vivienda^-1	35	35 vivienda^-1

margen de energía	%	IF('total demanda int'=0<<Mw*hr>>;1;(('Energía firme sistema'- 'predicción demanda')/'predicción demanda'))	{21,54020901171; 17,29946301133; 17,29946301133...
margen de potencia		('Capacidad instalada total'- 'Demanda maxima de potencia')/' 'Demanda maxima de potencia'	0,3500161352324
Margen fijo			0 0
margen maximo		RUNMAX('margen sistema')	0,4226467518383
margen mínimo		RUNMIN('margen sistema')	0,1301209326115
margen promedio		RUNAVERAGE('margen sistema')	0,3293614162222
margen sistema		('energia firme total'- 'total demanda int')/'total demanda int'	0,3101329788599
Max capacidad de recursos hidraulicos	Mw	25000	25.000 Mw
mayor	peso/(hr*Mw)	IF('costo hidro'>'menor costo térmica'; 'costo hidro';'menor costo térmica')	96.593,39931741 pesos/(hr*Mw)
mayor int	peso/(hr*Mw)	IF('costo hidro int'>'menor costo térmica int'; 'costo hidro int';'menor costo térmica int')	96.593,39931741 pesos/(hr*Mw)
media movil precio anual	peso/(hr*Mw)	SLIDINGAVERAGE('Precio consumidor con internalización de costos de carbono';12<<mo>>;180000<<pesos/(Mw*hr)>>)	260.201,1354828 pesos/(hr*Mw)
Media movil precio dos años	peso/(hr*Mw)	SLIDINGAVERAGE('Precio consumidor con internalización de costos de carbono';24<<mo>>;175000<<pesos/(Mw*hr)>>)	260.094,5789605 pesos/(hr*Mw)
menor	peso/(hr*Mw)	'costo hidro'	0 pesos/(hr*Mw)
menor costo térmica	peso/(hr*Mw)	ARRMIN('costos termicas')	96.593,39931741 pesos/(hr*Mw)
menor costo térmica int	peso/(hr*Mw)	ARRMIN('costos termicas int')	96.593,39931741 pesos/(hr*Mw)

menor int	peso/(hr*Mw)	'costo hidro int'	0 pesos/(hr*Mw)
mes		MONTH(TIME)	1
mes de simulación		MONTH()	1
mes del periodo de simulacion		MONTH(TIME)	1
MwKw	kw/Mw	1000	1.000 kw/Mw
máximo costo térmica	peso/(hr*Mw)	ARRMAX('costos termicas')	288.317,2866894 pesos/(hr*Mw)
máximo costo térmica int	peso/(hr*Mw)	ARRMAX('costos termicas int')	288.317,2866894 pesos/(hr*Mw)
No emisiones	tCO2	FOR(i=Tecnología   'Generación electricidad por tecnología int'[i]*factor emision'[i])	{111.219,3894305; 0; 9.983,52550574; 0; 0; 0; 0...}
No seleccionan		0,5	0,5
nueva cap	Mw/mo	'nueva cap para comparar'/1<<mo>>	{3.136; 1.320; 2.006,594333333; 187; 811,264133...}
nueva cap carbon por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR());2013;1;'Nueva Capacidad carbon 1fase')/1<<mo>>	0 Mw/mo
nueva cap CTCC por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR());2013;1;'Nueva Capacidad CTCC1fase')/1<<mo>>	0 Mw/mo
nueva cap eólica por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR());2013;1;'Nueva Capacidad eólica 1fase')/1<<mo>>	0 Mw/mo
Nueva cap filo por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR());2013;1;'Nueva Capacidad filo')/1<<mo>>	0 Mw/mo
nueva cap fueloil por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR());2013;1;'Nueva Capacidad Fueloil 1fase')/1<<mo>>	0 Mw/mo
nueva cap hidro por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR());2013;1;'Nueva Capacidad hidro 1fase')/1<<mo>>	0 Mw/mo

nueva cap otras por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR();2013;12;'Nueva Capacidad otras 1fase')/1<<mo>>	0 Mw/mo
nueva cap para comparar	Mw	VBFUNCTION("flujo" =Tecnología   "inicial" ='capacidad inicial';"actual" ='Capacidad instalada'   //"asignacion=0"// // "temp= 0"// "For i = 0 To ubound(flujo)" "If actual(i) >= inicial(i)*2 Then" "flujo(i) = actual(i)" "else" "flujo(i)= inicial(i)" "End If" "Next")<<Mw>>	{3.136; 1.320; 2.006,594333333; 187; 811,264133...
nueva cap por planes	Mw/mo	IF('mes de simulación'=12;{'nueva cap CTCC por año';'nueva cap fueloil por año';'nueva cap carbon por año';'nueva cap otras por año';'nueva cap eólica por año';'nueva cap hidro por año';'nueva cap solar por año';'Nueva cap filo por año'};0<<Mw/yr>>)	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
nueva cap solar por año	Mw/mo	GRAPH(YEAR();2013;1;'Nueva Capacidad solar1fase')/1<<mo>>	0 Mw/mo
Nueva Capacidad CTCC1fase	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G12:N12")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 88; 0; 0; 0} Mw
nueva capacidad a construir	Mw/mo	'cantidad a invertir por tecnologia'/1<<mo>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Nueva Capacidad carbon 1fase	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G14:N14")<<Mw>>	{0; 0; 324; 250; 0; 0; 0; 0} Mw
Nueva Capacidad eólica 1fase	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G16:N16")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Nueva Capacidad filo	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G19:N19")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Nueva Capacidad Fueloil 1fase	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G13:N13")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Nueva Capacidad hidro 1fase	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G17:N17")<<Mw>>	{0; 0; 600; 0; 0; 352; 1.245; 0} Mw

Nueva Capacidad otras 1fase	Mw	XLDAPATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G15:N15")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Nueva Capacidad solar1fase	Mw	XLDAPATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja5";"G18:N18")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
nuevas estufas eficientes	vivienda/mo	'nuevas viviendas que conocen pero no creen estufas'+ 'nuevas viviendas que conocen y creen estufas'+ 'reseleccion estufas'	0 vivienda/mo
nuevas neveras eficientes	vivienda/mo	'nuevas viviendas que conocen pero no creen neveras'+ 'nuevas viviendas que conocen y creen neveras'+ 'reseleccion neveras'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas conocen y creen conserv	vivienda/mo	'proceso de conocimiento conserv'*'seleccionan conserv'	10.212,75369674 vivienda/mo
nuevas viviendas micro	vivienda/mo	'nuevas viviendas que conocen pero no creen'+ 'reseleccion micro'+ 'nuevas viviendas que conocen y creen micro'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas no seleccionan conserv	vivienda/mo	'proceso de conocimiento conserv'*'No seleccionan'	10.212,75369674 vivienda/mo
nuevas viviendas no seleccionan estufas	vivienda/mo	'proceso de conocimiento estufas'-( 'nuevas viviendas que conocen y creen estufas'+ 'nuevas viviendas que conocen pero no creen estufas')	0 vivienda/mo
nuevas viviendas no seleccionan lavadoras	vivienda/mo	'proceso de conocimiento Lavadoras'-( 'nuevas viviendas que conocen y creen lavadoras'+ 'nuevas viviendas que conocen pero no creen lavadoras')	0 vivienda/mo
nuevas viviendas no seleccionan micro	vivienda/mo	(( 'proceso de conocimiento micro' )-( 'nuevas viviendas que conocen y creen micro'+ 'nuevas viviendas que conocen pero no creen'))	0 vivienda/mo
nuevas viviendas no seleccionan neveras	vivienda/mo	'viviendas sustituyen neveras'-( 'nuevas viviendas que conocen y creen neveras'+ 'nuevas viviendas que conocen pero no creen neveras')	0 vivienda/mo

nuevas viviendas que conocen pero no creen	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución micro no creen'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas que conocen pero no creen estufas	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución no creen estufas'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas que conocen pero no creen lavadoras	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución no creen lavadoras'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas que conocen pero no creen neveras	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución no creen neveras'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas que conocen y creen estufas	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución creen estufas'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas que conocen y creen lavadoras	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución creen lavadoras'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas que conocen y creen micro	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución micro creen'	0 vivienda/mo
nuevas viviendas que conocen y creen neveras	vivienda/mo	'posibles viviendas sustitución creen neveras'	0 vivienda/mo
oferta de renovables final	hr*Mw	ARRSUM({'Generacion eolica filodeagua y solar con merito'[1]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito'[2]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito'[3]})	1.836.856,570164 hr*Mw
oferta de renovables final int	hr*Mw	ARRSUM({'Generacion eolica filodeagua y solar con merito int'[1]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito int'[2]; 'Generacion eolica filodeagua y solar con merito int'[3]})	1.836.856,570164 hr*Mw

ofertas para despacho	Mw*hr	<code>SORT_OLD('orden costos para despacho';TRUE;'cap termica')</code>	{3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 3.532.720,6656...}
ofertas para despacho int	Mw*hr	<code>SORT_OLD('orden costos para despacho int';TRUE;'cap termica int')</code>	{3.532.720,6656; 3.532.720,6656; 3.532.720,6656...}
operacion mensual	peso/mo	<code>('Gen total sistema2'*Precio consumidor con internalización de costos de carbono')/1&lt;&lt;mo&gt;&gt;</code>	2.042.194.711.435 pesos/mo
orden costos act		<code>'orden costos para despacho'+1</code>	{5; 6; 4; 7; 2; 1; 3}
orden costos actualizado int		<code>'orden costos para despacho int'+1</code>	{5; 6; 4; 7; 2; 1; 3}
orden costos para despacho		<code>VBFUNCTION("dummy" = 1..7   "costos" ='Costos generación revisados';"orden" ='costos ordenados de menor a mayor'   // "dummy =costos"// // "temp= 0"// "For i = 0 To ubound(orden)" "For k = 0 To ubound(orden)" "If costos(i)= orden(k) Then" "dummy(i) = k" "k = 7" // "else"// // "Next"// "End If" "Next" "Next")</code>	{4; 5; 3; 6; 1; 0; 2}
orden costos para despacho int		<code>VBFUNCTION("dummy" = 1..7   "costos" ='Costos generación revisados int';"orden" ='costos ordenados de menor a mayor int'   // "dummy =costos"// // "temp= 0"// "For i = 0 To ubound(orden)" "For k = 0 To ubound(orden)" "If costos(i)= orden(k) Then" "dummy(i) = k" "k = 7" // "else"// // "Next"// "End If" "Next" "Next")</code>	{4; 5; 3; 6; 1; 0; 2}
paso	Mwh	<code>('paso inicial'+('paso inicial'*Porcentaje de incremento'))*1&lt;&lt;Mwh&gt;&gt;</code>	2.083.415,218331 Mwh
paso inic1		0,09	0,09
paso inic1 - normal		0,09	0,09

paso inicial		1100000	1.100.000
paso int	Mwh	(paso inicial+'(paso inicial'*Porcentaje de aumento'))*1<<Mwh>>	2.083.415,218331 Mwh
periodo de simulacion		YEAR()	2.036
periodo simulacion		((TIME-STARTTIME)/TIMESTEP)+1	253
Personas por familia	personas/familia	3,6	3,6 personas/familia
PIB		XLDATA("Proyeccionpib.xls";"Hoja3";"c38:c290")	{0,0479778815902; 0,0479778815902; 0,0479778815...
PIB isaac		(GRAPHCURVE('año de simulación';2013;2;{5;4,87;4,2;4,58;4,06;4,3;3,9;4,1;3,77;3,97;3,68;3,8;3,5 //Min:1;Max:6//}))/100	0,03708192631527
pib-elasticidad		'variacion pib'*'elasticidad PIB demanda' //'variacion pib'#^('elasticidad PIB demanda')//	0,007596497918448
piso al precio		50000	50.000
politica divulg lavadoras	pesos/vivienda	333	333 pesos/vivienda
politica divulgacion	pesos/vivienda	333	333 pesos/vivienda
politica divulgacion nev	pesos/vivienda	334	334 pesos/vivienda
Porcentaje de aumento		((('Capacidad máx embalse int'-'Capacidad máx embalse inicial int')*100)/'Capacidad máx embalse inicial int')/100	0,8940138348465
Porcentaje de incremento		((('Capacidad máx embalse'-'Capacidad máx embalse inicial')*100)/'Capacidad máx embalse inicial')/100	0,8940138348465
porcentaje del nivel del embalse		'embalse Int'/'Capacidad máx embalse int'	0,9444853832729

porcentaje del nivel del embalse - normal		embalse/'Capacidad máx embalse'	0,9444853832729
Porcentaje demanda otras		0,6	0,6
Porcentaje residencial		0,4	0,4
porcentaje vida util		{0,004; 0,004; 0,004; 0,004;0,002; 0,002; 0,002;0,002}	{0,004; 0,004; 0,004; 0,004; 0,002; 0,002; 0,002; 0,002; 0,00...}
posible generación hidro	Mwh	'Capacidad disponible'[6]/1<<Mw*hr>>*1<<Mwh>>	10.598.161,9968 Mwh
posible generación hidro int	Mwh	'Capacidad disponible int'[6]/1<<Mw*hr>>*1<<Mwh>>	10.598.161,9968 Mwh
Posibles conversiones por paridad de red		(IF('Comparación tarifas'>1;0;(1-'Comparación tarifas')))	0
posibles viviendas sustitución creen estufas	vivienda/mo	((('proceso de conocimiento estufas')*'%posibles viviendas conocen y creen estufas')*'CC conocen y creen estufas')	0 vivienda/mo
posibles viviendas sustitución creen lavadoras	vivienda/mo	((('proceso de conocimiento Lavadoras')*'%posibles viviendas conocen y creen lavadoras')*'CC conocen y creen lavadoras')	0 vivienda/mo
posibles viviendas sustitución creen neveras	vivienda/mo	((('viviendas sustituyen neveras')*'%posibles viviendas conocen y creen neveras')*'CC conocen y creen neveras')	0 vivienda/mo
posibles viviendas sustitución micro creen	vivienda/mo	((('proceso de conocimiento micro')*'%posibles viviendas conocen y creen micro')*'CC conocen y creen micro')	0 vivienda/mo
posibles viviendas sustitución micro no creen	vivienda/mo	((('%posibles viviendas conocen micro y no creen'*(('proceso de conocimiento micro'))*'CC conocen no creen micro'))	0 vivienda/mo
posibles viviendas sustitución no creen estufas	vivienda/mo	((('%posibles viviendas conocen y no creen estufas'*(('proceso de conocimiento estufas'))*'CC conoces y no creen estufas')	0 vivienda/mo

posibles viviendas sustitución no creen lavadoras	vivienda/mo	('%posibles viviendas conocen y no creen lavadoras'*(proceso de conocimiento Lavadoras'))*CC conocen y no creen lavadoras'	0 vivienda/mo
posibles viviendas sustitución no creen neveras	vivienda/mo	('%posibles viviendas conocen y no creen neveras'*(viviendas sustituyen neveras'))*CC conoces y no creen neveras'	0 vivienda/mo
pp	peso	IF('demanda acumulada'=0; 0<<pesos>>;('precio y demanda'/'demanda acumulada'))	253.234,9919383 pesos
precio carbono	peso/tCO2	0	0 pesos/tCO2
Precio carbono aplica	peso/tCO2	'precio carbono'*'Inciador política'	0 pesos/tCO2
precio cargo	pesos/(hr*Mw)	33000	33.000 pesos/(hr*Mw)
precio con incentivos	peso/(hr*Mw)	IF('Internalización directa'=1;('precio electricidad int'+'adicion por cargo e incentivos');('precio electricidad'+'adicion por cargo e incentivos'))	168.742,0972685 pesos/(hr*Mw)
precio con internalizacion de politicas o y d	peso/(hr*Mw)	Auxiliar_10+'Subsidio por usuario'	254.871,786103 pesos/(hr*Mw)
Precio consumidor con internalización de costos de carbono	pesos/(Mw*hr)	IF('Internalización directa'=1;('precio con incentivos');('incremento por carbono'+'precio con incentivos'))	185.680,8192079 pesos/(Mw*hr)
precio de electricidad a viviendas	peso/Mwh	'precio residencial sin unidades'*1<<pesos/Mwh>>	305.680,8192079 pesos/Mwh
Precio del base	peso/(hr*Mw)	254253,701820513	254.253,7018205 pesos/(hr*Mw)

precio electricidad	pesos/(Mw*hr)	VBFUNCTION(  "demanda"='ofertas para despacho';"suma"=suma;"oferta"='demanda para merito';"orden"='costos ordenados de menor a mayor'; "decisor"='decisor termicas';"esc"='total ofer';"max"='precio escasez'   "IF decisor=1 then" "IF oferta>0 then" "IF esc>oferta then" "FOR i = 0 To ubound(demanda)" "IF suma<oferta Then" "suma= suma + demanda(i)" "result= orden(i)" "end IF" "Next" "else" "result=max" "end IF" "else" "result= 0" "end IF" "else" "result=0" "end IF" )<<pesos/(Mw*hr)>> //10	134.861 pesos/(Mw*hr)
precio electricidad int	pesos/(Mw*hr)	VBFUNCTION(  "demanda"='ofertas para despacho int';"suma"='Copy of suma';"oferta"='demanda para merito int';"orden"='costos ordenados de menor a mayor int'; "decisor"='decisor termicas int';"esc"='totalofertas';"max"='precio escasez'   "IF decisor=1 then" "IF oferta>0 then" "IF esc>oferta then" "FOR i = 0 To ubound(demanda)" "IF suma<oferta Then" "suma= suma + demanda(i)" "result= orden(i)" "end IF" "Next" "else" "result=max" "end IF" "else" "result= 0" "end IF" "else" "result=0" "end IF" )<<pesos/(Mw*hr)>> //10	134.861 pesos/(Mw*hr)
precio escasez	peso/(hr*Mw)	800000	800.000 pesos/(hr*Mw)
precio para utilidad	peso/(hr*Mw)	IF('Internalización directa'=1;'precio electricidad int';'precio electricidad')	134.861 pesos/(hr*Mw)
precio politica	peso/tCO2	((Auxiliar_10+'Subsidio por usuario'-'Precio del base')*'demanda esc')/'emisiones ahorradas'	2.230.473,372214 pesos/tCO2
precio promedio mensual	peso/(hr*Mw)	SLIDINGAVERAGE('Precio consumidor con internalización de costos de carbono';12<<mo>>;170000<<pesos/(Mw*hr)>>)	260.201,1354828 pesos/(hr*Mw)

Precio residencial	peso/(hr*Mw)	'Precio consumidor con internalización de costos de carbono'+ 'Precio transporte y otros'	305.680,8192079 pesos/(hr*Mw)
precio residencial dos periodos anteriores	peso/(hr*Mw)	DELAYINF('Precio residencial';2<<mo>>;1;249000<<pesos/(Mw*hr)>>)	303.651,2832995 pesos/(hr*Mw)
precio residencial periodo anterior	pesos/(Mw*hr)	DELAYINF('Precio residencial';1<<mo>>;1;249000<<pesos/(Mw*hr)>>)	299.092,94839 pesos/(Mw*hr)
precio residencial sin unidades		'Precio residencial'*1<<(Mw*hr)/pesos>>	305.680,8192079
precio sin unidades		'precio residencial periodo anterior'*1<<((Mw*hr)/pesos)>>	299.092,94839
precio solar	peso/(hr*Mw)	'costo nivelado de energia panel'	326.712,031738 pesos/(hr*Mw)
Precio transporte y otros	peso/(hr*Mw)	120000	120.000 pesos/(hr*Mw)
precio-elasticidad		elasticidad precio demanda*'Variación media movil precio*(-1)	-0,0001638734998473
precio2	peso/(hr*Mw)	MAX(Auxiliar_6;'precio electricidad')	{462.584,843296; 664.355,4395904; 328.417,55767...}
precio2 por tec	peso/(hr*Mw)	{precio2[1];precio2[2];precio2[3];precio2[4];precio2[5];precio2[6];precio2[7];precio2[8]}	{462.584,843296; 664.355,4395904; 328.417,55767...}
precios solar sin unidades		'precio solar'*1<<(Mw*hr)/pesos>>	326.712,031738
prediccion del precio	peso/(hr*Mw)	FOR (i=Tecnología   FORECAST('precio para utilidad'; 'Tiempo de construcción'[i]; 6<<mo>>))	{123.157,2087875; 126.852,8744969; 126.852,8744...}

predicción demanda	hr*Mw	FOR (i=Tecnología   FORECAST('total demanda int';12<<mo>>; 'Tiempo de construcción'[i]))	{11.855.653,65883; 12.284.272,97681; 12.284.272...
proceso de conocimiento conserv	vivienda/mo	(IF('activacion conserv'=0;0<<vivienda/mo>>;(MAX(0<<vivienda/mo>>;('adopcion publicidad creencia verde conserv'+ 'adopcion boca a boca conserv')/1<<mo>>)))))*'Inciador política'	20.425,50739349 vivienda/mo
proceso de conocimiento estufas	vivienda/mo	(IF('activacion estufas'=0;0<<vivienda/mo>>;(MAX(0<<vivienda/mo>>;('adopcion publicidad creencia verde estufas'+ 'adopcion boca a boca estufas')/1<<mo>>)))))*'Inciador política'	0 vivienda/mo
proceso de conocimiento Lavadoras	vivienda/mo	(IF('activacion Lavadoras'=0;0<<vivienda/mo>>;(MAX(0<<vivienda/mo>>;('adopcion publicidad creencia verde Lavadoras'+ 'adopcion boca a boca Lavadoras')/1<<mo>>)))))*'Inciador política'	0 vivienda/mo
proceso de conocimiento micro	vivienda/mo	(IF('activacion micro'=0;0<<vivienda/mo>>;(MAX(0<<vivienda/mo>>;('adopcion publicidad creencia verde micro'+ 'adopcion boca a boca micro')/1<<mo>>)))))*'Inciador política'	0 vivienda/mo
proceso de conocimiento neveras	vivienda/mo	(IF('activacion neveras'=0;0<<vivienda/mo>>;(MAX(0<<vivienda/mo>>;('adopcion publicidad creencia verde neveras'+ 'adopcion boca a boca neveras')/1<<mo>>)))))*'Inciador política'	0 vivienda/mo
Promedio 2 meses		AVERAGE(FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];1<<mo>>;1;factor[i]));FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];2<<mo>>;1;factor[i])))	{0,1; 0,1; 0,1029037530214; 0,1; 0,314236937138...

promedio 3 meses		AVERAGE(FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];1<<mo>>;1;factor[i]));FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];2<<mo>>;1;factor[i]));FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];3<<mo>>;1;factor[i])))	{0,1; 0,1; 0,1119775944726; 0,1; 0,315724247633...
promedio 4 meses		AVERAGE(FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];1<<mo>>;1;factor[i]));FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];2<<mo>>;1;factor[i]));FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];3<<mo>>;1;factor[i]));FOR(i=Tecnología   DELAYINF(factor[i];4<<mo>>;1;factor[i])))	{0,1; 0,1; 0,1228818287808; 0,1; 0,32170510217;...
ratio de degradacion eficiencia anual		0,01	0,01
reconciliacion carbon		IF('gen ideal'[Carbon]<'gen seg carbon mensual';1;0)	1
reconciliacion gas		IF('gen ideal'[CTCC]<'gen seg gas mensual';1;0)	1
reconciliacion gas INT		IF('gen ideal int'[CTCC]<'gen seg gas mensual';1;0)	1
Reconciliación carbón INT		IF('gen ideal int'[Carbon]<'gen seg carbon mensual';1;0)	1
reduccion aprendizaje		FOR(i=Tecnología   IF('dobra cap'[i]>0;'Tasas de aprendizaje'[i];1))	{1; 1; 1; 1; 1; 1; 1}
reduccion costo	peso/(mo*k w)	'costo inicial'/1<<mo>>	{900.000; 891.000; 1.829.520; 1.980.000; 1.265....
rentabilidad	mo*Mw	('utilidad unitaria'*'vida util en meses')/'Costo inicial en MW'	{-24.164,64329944; -36.147,84181917; -7.534,045...
reseleccion conserv	vivienda/m o	('viviendas que conocer pero no seleccionan'*%viviendas que reseleccionan conserv')/1<<mo>>	17.708,67397408 vivienda/mo
reseleccion estufas	vivienda/yr	'CC no seleccionan estufas'*%viviendas conocen pero no seleccionan estufas'/1<<yr>>	0 vivienda/yr
reseleccion lavadoras	vivienda/yr	'CC no seleccionan lavadoras'*%viviendas conocen pero no seleccionan lavadoras'/1<<yr>>	0 vivienda/yr

reseleccion micro	vivienda/yr	'CC no seleccionan micro'*viviendas conocen pero no selecciona micro'/1<<yr>>	0 vivienda/yr
reseleccion neveras	vivienda/yr	'CC no seleccionan neveras'*viviendas conocen pero no seleccionan neveras'/1<<yr>>	0 vivienda/yr
Revisión Inicio		IF(inicio=TRUE; 0; 1)	1
salida capacidad	Mw/mo	'capacidad inicial'/1<<mo>>	{3.136; 1.320; 2.006,594333333; 187; 811,264133...
Salidas carbon	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G25:N25")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Salidas CTCC	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G23:N23")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Salidas eolica	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G27:N27")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Salidas filo	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G30:N30")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Salidas fuel oil	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G24:N24")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Salidas hidro	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G28:N28")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Salidas otras	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G26:N26")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
Salidas solar	Mw	XLDATA("Generación especificado por planta 8sept.xls";"Hoja2";"G29:N29")<<Mw>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw
salidas vida util	Mw/yr	FOR(i=Tecnología  'cap instalada inicial'[i]*'porcentaje vida util'[i])/1<<yr>>	{12,544; 1,256; 3,964; 0,748; 0,0368; 18,504; 0...
se desinvierte?		FOR(i=Tecnología   IF('utilidad unitaria'[i]<-20000<<pesos>>;1;0))	{1; 1; 1; 1; 0; 0; 1; 0}
se invierte embalse?		IF('utilidad unitaria'[Hidro]>100000<<pesos>>;1;0)	0

se invierte filo extremo?		FOR(i=Tecnología   IF('utilidad unitaria'[i]>20000<<pesos>>;1;0))	{0; 0; 0; 0; 0; 1; 0; 1}
se invierte filo?		IF('utilidad unitaria'[Filo]>70000<<pesos>>;1;0)	0
Se invierte hidro extremo		IF('utilidad unitaria'[Hidro]>50000<<pesos>>;1;0)	0
se invierte mayores extremo?		FOR(i=Tecnología   IF('utilidad unitaria'[i]>1000<<pesos>>;1;0))	{0; 0; 0; 0; 0; 1; 0; 1}
se invierte mayores?		FOR(i=Tecnología   IF('utilidad unitaria'[i]>10000<<pesos>>;1;0))	{0; 0; 0; 0; 0; 1; 0; 1}
se invierte menores extremo?		FOR(i=Tecnología   IF('utilidad unitaria'[i]>1000<<pesos>>;1;0))	{0; 0; 0; 0; 0; 1; 0; 1}
se invierte menores?		FOR(i=Tecnología   IF('utilidad unitaria'[i]>8000<<pesos>>;1;0))	{0; 0; 0; 0; 0; 1; 0; 1}
seleccionan conserv		0,5	0,5
serie carbon	pesos/(Mw*hr)	XLDAPATA("precios combustibles XM.xls";"hoja2";"p4:p36")<<pesos/(Mw*hr)>>	{20.052,14334471; 20.298,81911263; 20.097,58361...
serie gas	pesos/(Mw*hr)	XLDAPATA("precios combustibles XM.xls";"hoja1";"v3:v25")<<pesos/(Mw*hr)>>	{40.739,36860068; 45.851,39931741; 46.987,40614...
serie oil	pesos/(Mw*hr)	XLDAPATA("Datos al 25 de abril.xls";"Costos";"G110:X110")<<pesos/(Mw*hr)>>	{76.517,63865672; 77.565,82989262; 78.614,02112...
serie upme carbon	peso/(hr*Mw)	XLDAPATA("precios combustibles act20152.xls";"carbon";"u15:u267")<<pesos/(Mw*hr)>>	{20.324,23208191; 20.238,90784983; 20.324,23208...
serie upme fueloil	peso/(hr*Mw)	XLDAPATA("precios combustibles act20152.xls";"fueloil";"L15:L267")<<pesos/(Mw*hr)>>	{136.817,4061433; 136.860,0682594; 135.110,9215...

serie upme gas	peso/(hr*Mw)	XLDAPATA("precios combustibles act20152.xls";"gas";"AV15:AV267")<<pesos/(Mw*hr)>>	{52.434,78790834; 51.472,45246221; 50.509,50755...
serie upme otros	peso/(hr*Mw)	XLDAPATA("precios combustibles act20152.xls";"acpm";"u15:u267")<<pesos/(Mw*hr)>>	{261.075,0853242; 259.744,0273038; 260.597,2696...
Subsidio a paneles solares			0 0
Subsidio por estufa	peso/vivienda	'Costo inicial inversion estufas'*activación subsidio estufas'	0 pesos/vivienda
Subsidio por lavadora	peso/vivienda	'Costo inicial inversion lavadoras'*activación subsidio a lavadoras'	0 pesos/vivienda
subsidio por nevera	peso/vivienda	'Costo inicial inversion neveras'*activación subsidio a neveras'	0 pesos/vivienda
subsidio por panel	peso/vivienda	'Subsidio a paneles solares'*costo instalación solar residencial inicial* 1<<peso/vivienda>>	0 pesos/vivienda
Subsidio por usuario	peso/(hr*Mw)	IF('demanda esc'=0<<Mw*hr>>;0<<peso/(Mw*hr)>>;('Subsidios entregados demanda'/'demanda esc'))	1.636,794164681 pesos/(hr*Mw)
subsidios entregado en lavadoras	peso/mo	'Subsidio por lavadora'*total nuevas lavadoras eficientes al mes'	0 pesos/mo
Subsidios entregados demanda	peso	'Divulgacion neveras'+Subsidios total micro'+divulgacion estufas'+divulgacion lavadora'+subsidios estufas entregados'+subsidios total neveras'+total conservacion'+total divulgación micro'+total subsidio lavadoras'	3.124.259.214.490 pesos
subsidios mensuales	peso/mo	'Subsidio por estufa'*nuevas estufas eficientes'	0 pesos/mo
subsidios mensuales neveras	peso/mo	'subsidio por nevera'*nuevas neveras eficientes'	0 pesos/mo
subsidios micro mensuales	peso/mo	'nuevas viviendas micro'*subsidio por panel'	0 pesos/mo

suma			0	0
sumatoria cargo	peso	ARRSUM('cargo por confiabilidad')		372.638.369.188,8 pesos
Tarifa	peso/(hr*Mw)		0	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} pesos/(hr*Mw)
tasa anualizada		FOR(i=Tecnología   ('Tasa de descuento'[i]+1)^(Vida util'[i]))		{6,727499949326; 10,83470594339; 10,83470594339...
tasa contacto -q - conserv			0.1036	0,8
tasa contacto estufas		0,2		0,2
tasa contacto Lavadoras-q		0,2		0,2
tasa contacto micro - q		0,1036		0,1036
tasa contacto neveras -q		0,2		0,2
tasa crecimiento demanda	Mwh/yr	0,039/1<<yr>>*'Dem electricidad'		5.244.958,958738 Mwh/yr
tasa crecimiento demanda int	Mwh/yr	0,039/1<<yr>>*'Dem electricidad int'		5.244.958,958738 Mwh/yr
tasa crecimiento intensidad	1/yr	0,016		0,016 1/yr
Tasa de crecimiento población	1/yr	0,014		0,014 1/yr
Tasa de descuento		0,10		{0,1; 0,1; 0,1; 0,1; 0,1; 0,1; 0,1; 0,1}
tasa descuento residencia solar		0,0172		0,0172
tasa interes anual estufas		0,279		0,279
tasa interes anual		0,279		0,279

lavadora			
tasa interes anual nevera		0,279	0,279
tasa interes panel solar		0,279	0,279
tasa nuevas viviendas conserv	yr		1 1 yr
tasa nuevas viviendas estufas	yr		1 1 yr
tasa nuevas viviendas Lavadoras	yr		1 1 yr
tasa nuevas viviendas micro	yr		1 1 yr
tasa nuevas viviendas neveras	yr		1 1 yr
tasa reduccion	peso/kw	IF('reduccion aprendizaje'<1;'costo inicial'*reduccion aprendizaje';0<<pesos/kw>>)	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} pesos/kw
Tasa_1	Mw/mo	'entradas plan'	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_10	Mw/mo	((FOR(i=Tecnología   DELAYPPL(Tasa_3[i];12<<mo>>;0<<Mw/mo>>))))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_11	Mw/mo	FOR(i=Tecnología   DELAYPPL(Tasa_4[i];12<<mo>>;0<<Mw/mo>>))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_12	Mw/mo	FOR(i=Tecnología   DELAYPPL(Tasa_5[i];12<<mo>>;0<<Mw/mo>>))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_13	Mw/mo	Tasa_7	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_14	peso/mo	('Precio consumidor con internalización de costos de carbono'*total demanda')/1<<mo>>	2.042.194.711.435 pesos/mo
Tasa_15	vivienda/mo	Auxiliar_7	0 vivienda/mo

Tasa_2	Mw/mo	{0<<Mw>>;0<<Mw>>;0<<Mw>>;'cantidad a invertir por tecnología'[Otras];0<<Mw>>;'cantidad a invertir por tecnología'[Hidro];0<<Mw>>;0<<Mw>>}/1<<mo>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_3	Mw/mo	{0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;'cantidad a invertir por tecnología'[Carbon]/1<<mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>}+Tasa_9	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_4	Mw/mo	{0<<Mw/mo>>;'cantidad a invertir por tecnología'[Fueloil]/1<<mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;'cantidad a invertir por tecnología'[Filo]/1<<mo>>}+Tasa_10	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_5	Mw/mo	{'cantidad a invertir por tecnología'[CTCC]/1<<mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>}+Tasa_11	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_6	Mw/mo	{0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;0<<Mw/mo>>;'cantidad a invertir por tecnología'[Eolica]/1<<mo>>;0<<Mw/mo>>;'cantidad a invertir por tecnología'[Solar]/1<<mo>>;0<<Mw/mo>>}+Tasa_12	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_7	Mw/mo	FOR(i=Tecnología   DELAYPPL(Tasa_6[i];12<<mo>>;0<<Mw/mo>>))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_8	Mw/mo	final/1<<mo>>	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasa_9	Mw/mo	((FOR(i=Tecnología   DELAYPPL(Tasa_2[i];12<<mo>>;0<<Mw/mo>>))))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} Mw/mo
Tasas de aprendizaje		{0,13;0,01;0,076;0,0,15;0,014;0,20;0,014}	{0,13; 0,01; 0,076; 0; 0,15; 0,014; 0,2; 0,014}
temporal gen			0 0
temporal gen int			0 0
Tiempo de	yr	{2;3;3;5;1;5;1;3}	{2; 3; 3; 5; 1; 5; 1; 3} yr

construcción			
tiempo de inversion estufas	yr		1 1 yr
tiempo de inversion lavadoras	yr		4 4 yr
tiempo de inversion nevera	yr		3 3 yr
Tiempo en cerrar	yr		2 2 yr
tiempo inversión panel	yr		3 3 yr
total dado por tarifa por tec	peso	IF('Internalización directa'=1;((Tarifa*'Inciador política')*Generación electricidad por tecnología int');((Tarifa*'Inciador política')*Generación electricidad por tecnología'))	{0; 0; 0; 0; 0; 0; 0} pesos
total dado tarifa	peso	ARRSUM('total dado por tarifa por tec')	0 pesos
total demanda	Mw*hr	Cant Electricidad Demandada'+exportaciones	10.998.415,02287 Mw*hr
total demanda int	Mw*hr	Cant Electricidad Demandada int'+exportaciones int'	10.998.415,02287 Mw*hr
Total gen eolica filodeagua solar merito int	hr*Mw	ARRSUM('Generacion eolica filodeagua y solar con merito int')	1.836.856,570164 hr*Mw
Total gen eolica filodeagua solar y seguridad merito	hr*Mw	ARRSUM('Generacion eolica filodeagua y solar con merito')	1.836.856,570164 hr*Mw
total gen termica	hr*Mw	ARRSUM('gen termica ordenada')	9.161.558,452706 hr*Mw
total gen termica int	hr*Mw	ARRSUM('gen termica ord int')	9.161.558,452706 hr*Mw
total generacion renovables	hr*Mw	ARRSUM('Generacion renovables')	1.836.856,570164 hr*Mw
total generacion renovables int	hr*Mw	ARRSUM('Generacion renovables int')	1.836.856,570164 hr*Mw
total generación renovables	hr*Mw	ARRSUM('Generacion renovables')	1.836.856,570164 hr*Mw

total generación renovables int	hr*Mw	ARRSUM('Generacion renovables int')	1.836.856,570164 hr*Mw
total nuevas lavadoras eficientes al mes	vivienda/mo	'nuevas viviendas que conocen pero no creen lavadoras'+ 'nuevas viviendas que conocen y creen lavadoras'+ 'releccion lavadoras'	0 vivienda/mo
total ofer	hr*Mw	ARRSUM('ofertas para despacho')	14.744.900,03175 hr*Mw
totalofertas	hr*Mw	ARRSUM('ofertas para despacho int')	14.744.900,03175 hr*Mw
utilidad unitaria	peso	(('ventas futuras')-(Costos var futuros')-(Costo fijo total'*1<<Mw*hr>>)+(Cargo)+feed)	{-90.617,4123729; -107.359,0902029; -45.945,622...
v1	peso	'Gen total sistema2'*'precio electricidad'	1.483.257.248.399 pesos
v2	peso	ARRSUM(FOR(i=Tecnología   'Generación electricidad por tecnología int'[i]*'precio2 por tec'[i]))	1.669.556.342.246 pesos
variacion pib		'variacion PIB mensual'/1<<mo^-1>>	0,003998156799183
Variacion PIB anual	yr^-1	PIB[INDEX(INTEGER(mes))]/1<<yr>>	0,0479778815902 per yr
variacion PIB mensual	mo^-1	'Variacion PIB anual'	0,003998156799183 mo^-1
Variación media movil precio		('media movil precio anual'- 'Media movil precio dos años')/'Media movil precio dos años'	0,0004096837496182
Variación precio residencial		('precio residencial periodo anterior'- 'precio residencial dos periodos anteriores')/'precio residencial periodo anterior'	-0,01524052952111
ventas futuras	peso	IF('precio para utilidad'=0<<pesos/(Mw*hr)>>;0<<pesos>>;'Factor promedio powersim'*1<<Mw*hr>>*'prediccion del precio')	{12.315,72087875; 12.685,28744969; 34.159,20602...

Vertimiento	Mwh/mo	IF('Revisión Inicio'=0;0<<Mwh/mo>>;IF((embalse+(Aportes*1<<mo>>)-('Generación hidro'*1<<mo>>))>'Capacidad máx embalse';((embalse+(Aportes*1<<mo>>)-('Generación hidro'*1<<mo>>))-('Capacidad máx embalse'))/1<<mo>>;0<<Mwh/mo>>))	0 Mwh/mo
Vertimiento int	Mwh/mo	IF('Copy of Revisión Inicio'=0;0<<Mwh/mo>>;IF(('embalse Int'+('Aportes int'*1<<mo>>)-('Generación hidro Int'*1<<mo>>))>'Capacidad máx embalse int';((('embalse Int'+('Aportes int'*1<<mo>>)-('Generación hidro Int'*1<<mo>>))-('Capacidad máx embalse int'))/1<<mo>>;0<<Mwh/mo>>))	0 Mwh/mo
Vida util		{20;25;25;25;20;40;30;40}	{20; 25; 25; 25; 20; 40; 30; 40}
vida util en meses	mo	'Vida util'*12<<mo>>	{240; 300; 300; 300; 240; 480; 360; 480} mo
vida util intermedio		1/'tasa anualizada'	{0,1486436280241; 0,09229599817706; 0,092295998...
vida util PV residencial			20
viviendas potenciales conserv	vivienda	'factor viviendas potenciales conserv'*'viviendas que no conocen conserv'	298.682,9386561 vivienda
viviendas potenciales estufas	vivienda	'% viviendas que poseen estufas'*'viviendas que no conocen estufas'	4.215.776,099819 vivienda
viviendas potenciales Lavadoras	vivienda	'%viviendas que poseen Lavadoras'*'viviendas que no conocen Lavadoras'	9.292.646,892366 vivienda
viviendas potenciales micro	vivienda	'factor viviendas potenciales micro'*'viviendas que no conocen micro'	9.328.525,837897 vivienda

viviendas potenciales neveras	vivienda	'factor viviendas que poseen neveras'*'viviendas que no conocen neveras'	14.118.365,0662 vivienda
viviendas requeridas	vivienda	familias/'familias por vivienda'	18.190.625,38393 vivienda
viviendas sustituyen neveras	vivienda/mo	'proceso de conocimiento neveras'*'% neveras a sustituir'	0 vivienda/mo
viviendas totales conserv	vivienda	'viviendas que conocen conserv'+ 'viviendas que no conocen conserv'	17.939.472,76519 vivienda
viviendas totales estufas	vivienda	'viviendas que conocen estufas'+ 'viviendas que no conocen estufas'	17.939.472,76519 vivienda
viviendas totales Lavadoras	vivienda	'viviendas que conocen Lavadoras'+ 'viviendas que no conocen Lavadoras'	17.939.472,76519 vivienda
viviendas totales micro	vivienda	'viviendas que conocen micro'+ 'viviendas que no conocen micro'	17.939.472,76519 vivienda
viviendas totales neveras	vivienda	'viviendas que conocen neveras'+ 'viviendas que no conocen neveras'	17.939.472,76519 vivienda

## Bibliografía

- Allen, S.R., Hammond, G.P. & McManus, M.C., 2008. Prospects for and barriers to domestic micro-generation: A United Kingdom perspective. *Applied Energy*, 85(6), pp.528–544.
- Ashina, S. & Nakata, T., 2008. Energy-efficiency strategy for CO<sub>2</sub> emissions in a residential sector in Japan. *Applied Energy*, 85(2-3), pp.101–114.
- Babiker, M.H. et al., 2001. *The MIT Emissions Prediction and Policy Analysis (EPPA) Model: Revisions, Sensitivities, and Comparisons of Results*,
- 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, pp.655–666.
- Baranzini, A., Goldemberg, J. & Speck, S., 2000. SURVEY A future for carbon taxes. *Ecological Economics*, 32, pp.395–412.
- Barlas, Y., 1996. Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *System Dynamics Review*, 12(3), pp.183–210. Available at: [http://doi.wiley.com/10.1002/\(SICI\)1099-1727\(199623\)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4](http://doi.wiley.com/10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4).
- Barlas, Y., 1994. Model Validation in System Dynamics. *Proceedings of the 1994 International System Dynamics Conference, System Dyn*, p.1.
- Bass, F., 1969. A New Product Growth for Model Consumer Durables. *Management science*, 15(5), pp.215–227.
- Bazmi, A.A. & Zahedi, G., 2011. Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), pp.3480–3500. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111002061> [Accessed October 8, 2012].
- 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), pp.335–353.
- Berkeley, L., 1998. Climate change mitigation in the energy and forestry sectors of developing countries. *Annu. Rev. Energy Environ.*, (23), pp.387–437.
- Bertoldi, P., Hirl, B. & Labanca, N., 2012. Energy Efficiency Status Report 2012.
- Besant-Jones, J., 2006. Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have

We Learned? , pp.1–164.

- Borshchev, A. & Filippov, A., 2004. From system dynamics and discrete event to practical agent based modeling: reasons, techniques, tools. *Conference of the System Dynamics*. Available at: <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/systemdyndiscreteeventabmcompared.borshchevfilippov04.pdf> [Accessed November 14, 2012].
- Buehring, W.A. et al., 1991. *ENPEP: An Integrated Approach for Modelling National Energy Systems*, Argonne National Laboratory.
- Bunn, D. & Larsen, E., 1994. Assessment of the uncertainty in future UK electricity investment using an industry simulation model. *Utilities Policy*, 4(3), pp.229–236. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/095717879190094L> [Accessed May 24, 2013].
- Van Buskirk, R. et al., 2007. Refrigerator efficiency in Ghana: Tailoring an appliance market transformation program design for Africa. *Energy Policy*, 35(4), pp.2401–2411.
- Capros, P. et al., 1995. *GEM-E3. Computable General equilibrium Model for Studying Economy-Energy-Environment, Interactions*,
- Capros, P. & Karadeloglou, P., 1992. Energy and carbon tax: a quantitative analysis using the HERMES MIDAS model. In *SEO Conference*. Amsterdam, pp. 1–11.
- Caspary, G., 2009. Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia. *Energy Economics*, 31(3), pp.443–449. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2008.12.007>.
- 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 (2014)*, Colombia. Available at: [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).
- Connolly, D. et al., 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), pp.1059–1082. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261909004188> [Accessed July 10, 2014].
- CONPES 3700, 2011. *Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia*,
- CORPOEMA, 2010. *Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia*,
- Costa, P.M., Matos, M. a. & Peças Lopes, J. a., 2008. Regulation of microgeneration and microgrids. *Energy Policy*, 36(10), pp.3893–3904.
- CREG, 2013. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.
- CREG, 2015. Cómo funciona el sector eléctrico colombiano? *Comisión de Regulación de*

- Energía y Gas*. Available at:  
<http://www.creg.gov.co/index.php/en/sectores/energia/como-funciona-energia>  
[Accessed April 7, 2015].
- Criqui, P., 1996. *Prospective Outlook on Long-term Energy Systems*, Brussels. EUR 17358.
- Daim, T., Oliver, T. & Kim, J., 2013. *Research and Technology Management in the Electricity Industry*, Springer London.
- DANE, 2010. *Boletín Censo General 2005 Colombia*, Bogotá, Colombia.
- DANE, 2013. Encuesta nacional de calidad de vida. , pp.1–40.
- DECC, 2012. *Electricity market reform: policy overview*, Great Britain. Available at:  
<http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=F-JKDB9wYCgC&oi=fnd&pg=PA12&dq=Electricity+market+reform+:+policy+overvie w&ots=8UMGI81V-&sig=N7xNSuoG-qDnCp-ZSfGS0suIvao> [Accessed March 3, 2013].
- DECC, 2009. *The UK Low Carbon Transition Plan. National strategy for climate and energy*, Presented to Parliament pursuant to Sections 12 and 14 of the Climate Change Act 2008.
- Després, J. et al., 2014. Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools. *Energy*, 80, pp.486–495.
- Dyner, I., 2000. Energy modelling platforms for policy and strategy support. *The Journal of the Operational Research Society*, 51(2), pp.136–144. Available at:  
<http://www.ingentaconnect.com/content/pal/01605682/2000/00000051/00000002/2600813> [Accessed May 30, 2012].
- Dyner, I., Franco, C. & Cardenas, L., 2013. Making Progress Towards Emissions Mitigation: Modeling Low-Carbon Power Generation Policy. *Energy Policy Modeling in the 21st ...*, pp.235–249. Available at:  
[http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4614-8606-0\\_12](http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4614-8606-0_12) [Accessed September 9, 2014].
- Dyner, I., Larsen, E. & Franco, C.J., 2009. Games for electricity traders: Understanding risk in a deregulated industry. *Energy Policy*, 37(2), pp.465–471. Available at:  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508005211> [Accessed September 9, 2014].
- Edmonds, J.A. et al., 1992. *Modeling Future Greenhouse Gas Emissions: The Second Generation Model Description*, Washington DC.
- Ekins, P., Andersen, M.S. & Vos, H., 1996. Environmental taxes: Implementation and environmental effectiveness.
- European Commission, 2015. Europe 2020. *Europe 2020 in Spain*, p.1. Available at:  
[http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-your-country/espana/progress-towards-2020-targets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-your-country/espana/progress-towards-2020-targets/index_en.htm) [Accessed February 8, 2015].

- Fiddaman, T., 1998. A Feedback-Rich Climate-Economy Model. *The 16th International Conference of the System Dynamics Society*, (1997), pp.1–30. Available at: <http://www.systemdynamics.org/conferences/1998/PROCEED/00028.PDF> [Accessed November 13, 2012].
- Foley, a. M. et al., 2010. A strategic review of electricity systems models. *Energy*, 35(12), pp.4522–4530. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544210001866> [Accessed October 8, 2012].
- Franco, C.J., 2002. *RACIONALIDAD LIMITADA DEL CONSUMIDOR EN MERCADOS ENERGÉTICOS DESREGULADOS Y LA FUNCIÓN DEL COMERCIALIZADOR Y EL GOBIERNO*. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.
- Franco, C.J., Castaneda, M. & Dyner, I., 2015. Simulating the new British Electricity-Market Reform. *European Journal of Operational Research*, 245(1), pp.273–285. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0377221715001605>.
- Galarraga, I., Heres, D.R. & Gonzalez-Eguino, M., 2011. Price premium for high-efficiency refrigerators and calculation of price-elasticities for close-substitutes: a methodology using hedonic pricing and demand systems. *Journal of Cleaner Production*, 19(17-18), pp.2075–2081.
- Gan, L., Eskeland, G.S. & Kolshus, H.H., 2007. Green electricity market development: Lessons from Europe and the US. *Energy Policy*, 35(1), pp.144–155. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421505002867> [Accessed October 10, 2012].
- Gillingham, K., Newell, R. & Palmer, K., 2006. Energy Efficiency Policies: A Retrospective Examination. *Annual Review of Environment and Resources*, 31(1), pp.161–192.
- Gillingham, K., Newell, R.G. & Palmer, K., 2009. Energy efficiency economics and policy. *National Bureau of Economic Research*, p.w15031.
- Gyberg, P. & Palm, J., 2009. Influencing households' energy behaviour – how is this done and on what premises? *Energy Policy*, 37(7), pp.2807–2813.
- Haas, R. et al., 2011. Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries. *Energy*, 36(4), pp.2186–2193. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.06.028>.
- Herring, H., 2006. Energy efficiency-a critical view. *Energy*, 31(1), pp.10–20.
- Hidalgo González, I., 2005. INTRODUCCIÓN A LOS MODELOS DE SISTEMAS ENERGÉTICOS, ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES: DESCRIPCIÓN Y APLICACIONES DEL MODELO POLES. *Revista de Economía Mundial*, 1(13), pp.33–75. Available at: <http://redalyc.uaemex.mx/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=86617195002>.
- Hiremath, R.B., Shikha, S. & Ravindranath, N.H., 2007. Decentralized energy planning;

- modeling and application-a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(5), pp.729-752.
- Huntington, H.G. & Weyant, J.P., 2002. Modeling Energy Markets and Climate Change Policy. In Stanford University, ed. *Energy Modeling Forum*. Stanford, CA: Energy Modeling Forum, pp. 1-33.
- IEA, 2014. *CO 2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights*, Paris Cedex 15, France.
- IEA, 2013. Energy efficiency.
- IPCC, 1996. *Climate Change 1995: Economic and social dimensions of climate change* UNEP, WMO. J. P. Bruce, H. Lee, & E. F. Haites, eds., United States of America: Cambridge University Press.
- IPCC, 2001. *Climate Change 2001: Synthesis Report. A Contribution of Working Groups I, II, and III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, New York, NY.
- IPCC, 2014. *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Geneva, Switzerland. Available at: [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full.pdf).
- IPCC, 2012. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, New York. Available at: [http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=AjP9sVg01zoC&oi=fnd&pg=PR2&dq=Renewable+Energy+Sources+and+Climate+Change+Mitigation+Special+Report+of+the+Intergovernmental+Panel+on+Climate+Change&ots=pY3WT\\_gTEL&sig=1km7dveR6TbUqAXzDOww0NhaN\\_0](http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=AjP9sVg01zoC&oi=fnd&pg=PR2&dq=Renewable+Energy+Sources+and+Climate+Change+Mitigation+Special+Report+of+the+Intergovernmental+Panel+on+Climate+Change&ots=pY3WT_gTEL&sig=1km7dveR6TbUqAXzDOww0NhaN_0) [Accessed February 18, 2013].
- Islam, T., 2014. Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy*, 65, pp.340-350.
- Islam, T. & Meade, N., 2013. The impact of attribute preferences on adoption timing: The case of photo-voltaic (PV) solar cells for household electricity generation. *Energy Policy*, 55, pp.521-530.
- Jaccard, M., Loulou, R. & Kanudia, A., 2003. Methodological contrasts in costing greenhouse gas abatement policies: Optimization and simulation modeling of micro-economic effects in Canada. *European Journal of Operational Research*, 145(1), pp.148-164. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0377221701004027> [Accessed November 13, 2012].
- Jänicke, M., 2012. Dynamic governance of clean-energy markets: How technical innovation could accelerate climate policies. *Journal of Cleaner Production*, 22(1), pp.50-59. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2011.09.006>.
- Jebaraj, S. & Iniyar, S., 2006. A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(4), pp.281-311. Available at:

- <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032104001261> [Accessed October 29, 2012].
- Jiménez, M., Cadavid, L. & Franco, C., 2014. Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia. *Dyna*, 188(81), pp.237-245.
- Keirstead, J., 2007. Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector. *Energy Policy*, 35(8), pp.4128-4141.
- Kim, H.C., Keoleian, G.A. & Horie, Y.A., 2006. Optimal household refrigerator replacement policy for life cycle energy, greenhouse gas emissions, and cost. *Energy Policy*, 34(15), pp.2310-2323.
- Kim, W., Chattopadhyay, D. & Park, J., 2010. Impact of carbon cost on wholesale electricity price: A note on price pass-through issues. *Energy*, 35(8), pp.3441-3448. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544210002446> [Accessed January 17, 2014].
- Kleinpeter, M., 1996. Energy planning and policy. In *Fuel and Energy Abstracts*. Chichester: Wiley, p. 235.
- Kolstad, C.D. & Kelly, D.L., 1998. Integrates Assessment Models for Climate Change Control. In H. Folmer & T. Tietenberg, eds. *International Yearbook of environmental and resource economics 1999/2000: A survey of current issues*. Cheltenham, UK: Edward Elgar, pp. 1-35.
- Konidari, P. & Mavrakis, D., 2007. A multi-criteria evaluation method for climate change mitigation policy instruments. *Energy Policy*, 35(12), pp.6235-6257. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421507003229> [Accessed August 23, 2013].
- Kua, H.W. & Wong, S.E., 2012. Lessons for integrated household energy conservation policies from an intervention study in Singapore. *Energy Policy*, 47, pp.49-56.
- Lin, B. & Li, X., 2011. The effect of carbon tax on per capita CO<sub>2</sub> emissions. *Energy Policy*, 39(9), pp.5137-5146. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.050>.
- Lo, K., 2014. A critical review of China's rapidly developing renewable energy and energy efficiency policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, pp.508-516.
- Lopes, M. a. R., Antunes, C.H. & Martins, N., 2012. Energy behaviours as promoters of energy efficiency: A 21st century review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), pp.4095-4104.
- Loulou, R., Goldsteni, G. & Noble, K., 2004. Documentation for the MARKAL Family of Models. , (October), p.389. Available at: <http://www.etsap.org/tools.htm>.
- Mallinson, R., 2013. Electricity Conservation Policy in Ontario: Assessing a System in Progress. , (4).
- Manne, A., Mendelsohn, R. & Richels, R., 1995. MERGE A model for evaluating regional

- and global effects of. *Energy policy*, 23(1), pp.17–34.
- Manne, A., Richels, R. & Weyant, J., 1979. Energy policy modeling: a survey. *Operations Research*, 27(1), pp.1–36. Available at:  
<http://or.journal.informs.org/content/27/1/1.short> [Accessed November 1, 2012].
- Markandya, A. & Halsnaes, K., 2007. *chapter 7. Costing Methodologies from Mitigation of Climate Change*, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- McKibbin, W.J. & Wilcoxon, P., 1998. The Theoretical and Empirical Structure of the G-Cubed Model. *Economic Modelling*, 16(1), pp.123–148.
- Moreno, F. & Martínez-Val, J.M., 2011. Collateral effects of renewable energies deployment in Spain: Impact on thermal power plants performance and management. *Energy Policy*, 39, pp.6561–6574.
- Morita, T., M. Kaihuma, H. Harasawa, K. Kai, L.D.-K. and Y.M., 1994. *Asian-Pacific integrated model for evaluating policy options to reduce GHG emissions and globed warming impacts, interim report*, Tsukuba, Japan.
- Morris, S., Goldstein, G. & Fthenakis, V., 2002. NEMS and MARKAL-MACRO models for energy-environmental-economic analysis: a comparison of the electricity and carbon reduction projections. *Environmental Modeling and Assessment*, 7(3), pp.207–216.
- Möst, D. & Keles, D., 2010. A survey of stochastic modelling approaches for liberalised electricity markets. *European Journal of Operational Research*, 207(2), pp.543–556. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0377221709008571> [Accessed November 1, 2012].
- Murphy, R., Rivers, N. & Jaccard, M., 2007. Hybrid modeling of industrial energy consumption and greenhouse gas emissions with an application to Canada. *Energy Economics*, 29(4), pp.826–846. Available at:  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988307000102> [Accessed November 13, 2012].
- Nakata, T., 2004. Energy-economic models and the environment. *Progress in Energy and Combustion Science*, 30(4), pp.417–475. Available at:  
<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360128504000140> [Accessed October 28, 2012].
- Nelson, T., Kelley, S. & Orton, F., 2012. A literature review of economic studies on carbon pricing and Australian wholesale electricity markets. *Energy Policy*, 49, pp.217–224. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421512004880>.
- Newbery, D., 2006. Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design. In F. P. Sioshansi & W. Pfaffenberger, eds. *Electricity Market Reform: an International perspective*. Elsevier, pp. 109–143.
- Newbery, D., 1999. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities* Third prin., Cambridge, Massachusetts: The MIT Press. Available at:  
<http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=2bAJI4UbzNAC&oi=fnd&pg=PR9>

- &dq=Privatization,+restructuring,+and+regulation+of+network+utilities&ots=6Oyv bUCX6S&sig=n2L\_s8ObHVKqB\_ij0EdYrvQA7nk [Accessed May 24, 2013].
- Nordhaus, W.D., 2011. *INTEGRATED ECONOMIC AND CLIMATE MODELING*, New Haven, Connecticut.
- O’Ryan, R., 2008. *Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo*, Chile.
- OECD/IEA, 2012. *CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, HIGHLIGHTS*, Paris Cedex 15, France.
- Oikonomou, V. et al., 2009. Energy saving and energy efficiency concepts for policy making. *Energy Policy*, 37(11), pp.4787–4796.
- Oliver, T. et al., 2001. Global energy efficiency and renewable energy policy options and initiatives. *Energy for Sustainable Development*, 5(2), pp.15–25.
- Palmer, K. & Burtraw, D., 2007. The electricity sector and climate policy. In *Assessing U.S. climate policy options: A report summarizing work at RFF as part of the inter-industry U.S. Climate Policy Forum*. New York City, NY: Resources for the Future, pp. 1–14.
- Pandey, R., 2002. Energy policy modelling : agenda for developing countries. , 30(March 2001), pp.97–106.
- Parra Valencia, J.A., 2010. *Constructo para la evaluación de la cooperacion en dilemas sociales de gran escala*. Universidad Nacional de Colombia.
- Pfenninger, S., Hawkes, A. & Keirstead, J., 2014. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, pp.74–86. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>.
- Praetorius, B. et al., 2012. Microgeneration in the UK and Germany from a Technological Innovation Systems Perspective. In D. Jansen, K. Ostertag, & R. Walz, eds. *Sustainability Innovations in the Electricity Sector*. Sustainability and Innovation. Heidelberg: Physica-Verlag HD, pp. 117–140.
- Prias, O., 2010. *Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales - PROURE*,
- REN21, 2014. *Renewables 2014 global status report*, Paris, Francia. Available at: [www.ren21.net](http://www.ren21.net).
- Ríos M., J.R., 2013. *Simulación de políticas de eficiencia energética en el sector residencial en Colombia*.
- Ritchie, J.R.B. & Mcdougall, G.H.G., 1985. Designing and Marketing Consumer Energy Conservation Policies and Programs: Implications from a Decade of Research. *Journal of Public Policy & Marketing*, 4, pp.14–32.
- Sanstad, A.H. & Howarth, R.B., 1994. Consumer Rationality and Energy Efficiency. In

- Proceedings of the ACEEE 1994 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*. pp. 1-14. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421594901392>.
- Sensuß, F. et al., 2007. Agent-based Simulation of Electricity Markets -A Literature Review. *Energy Studies Review*, 15(2), pp.19-47. Available at: <http://digitalcommons.mcmaster.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1370&context=esr>.
- Solangi, K.H. et al., 2011. A review on global solar energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), pp.2149-2163.
- Sorrell, S., Mallett, A. & Nye, S., 2011. *Barriers to industrial energy efficiency: A literature review*.
- Springer, U., 2003. The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies. *Energy Economics*, 25(5), pp.527-551. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988302001032>.
- SSPD, 2015. Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI). *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*. Available at: <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/logon.jsp> [Accessed March 4, 2015].
- Steg, L., 2008. Promoting household energy conservation. *Energy Policy*, 36(12), pp.4449-4453.
- Sterman, J.D., 2000. *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world I*. McGraw-Hill, ed., Unites States: Jeffrey J. Shelstad.
- Stern, N., 2007. *The Economics of Climate Change: The Stern Review* Cabinet Office - HM Treasury, ed., Cambridge, UK: Cambrigde University Press.
- Stockholm Environment Institute, 2002. Long-range Energy Alternatives Planning System. , pp.1-37.
- Strachan, N., Pye, S. & Kannan, R., 2009. The iterative contribution and relevance of modelling to UK energy policy. *Energy Policy*, 37(3), pp.850-860. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508005648> [Accessed October 31, 2012].
- Sun, P. & Nie, P., 2015. A comparative study of feed-in tariff and renewable portfolio standard policy in renewable energy industry. *Renewable Energy*, 74, pp.255-262. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114004868>.
- Teske, S. et al., 2010. Energy [R]evolution 2010: A Sustainable World Energy Outlook. *Energy Efficiency*, 4(3), pp.409-433. Available at: [http://www.springerimages.com/Images/Engineering/1-10.1007\\_s12053-010-9098-y-14](http://www.springerimages.com/Images/Engineering/1-10.1007_s12053-010-9098-y-14).
- UC Berkeley, 2013. ERG Degree Requirements. *Energy and Resources Group*. Available at: [http://erg.berkeley.edu/info/degree\\_requirements.shtml](http://erg.berkeley.edu/info/degree_requirements.shtml).

- UNFCCC, 2004a. *Carpeta de Información sobre el cambio Climático*, Suiza. Available at: [http://unfccc.int/resource/docs/publications/infokit\\_2004\\_sp.pdf](http://unfccc.int/resource/docs/publications/infokit_2004_sp.pdf).
- UNFCCC, 2002. *Para comprender el cambio climático: guía elemental de la convención marco de la Naciones Unidas y el Protocolo de Kyoto.*, Bonn, Alemania. Available at: [http://unfccc.int/resource/docs/publications/beginner\\_sp.pdf](http://unfccc.int/resource/docs/publications/beginner_sp.pdf). [Accessed August 21, 2013].
- UNFCCC, 2004b. User Manual for Guidelines on NAI National Communications. , p.40.
- Universidad Nacional de Colombia & UPME, 2006. *Determinación del consumo final de energía en los sectores residencial, urbano y comercial*,
- UPME, 2006. *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*, Bogotá, Colombia. Available at: [http://www.upme.gov.co/Atlas\\_Viento.htm](http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm).
- UPME, 2000. *Mapas de radiación solar global sobre una superficie plana*, Bogotá, Colombia. Available at: [http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/2-Mapas\\_Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/2-Mapas_Radiacion_Solar.pdf)\n<http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Mapas+de+Radiaci?n+Solar+Global+Sobre+una+Superficie+Plana#0>.
- UPME, 2015a. *Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2014-2028*, Bogotá.
- UPME, 2015b. *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2015*, Bogotá, Colombia. Available at: [http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf).
- UPME, 2014. *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica*, Bogotá, Colombia.
- Vachon, S. & Menz, F.C., 2006. The role of social, political, and economic interests in promoting state green electricity policies. *Environmental Science & Policy*, 9(7-8), pp.652-662. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1462901106001006> [Accessed October 10, 2012].
- Valencia, A.M., 2009. Effects of electricity market regulations on the promotion of non-conventional energy sources in Colombia's power mix. *International Journal of Public Policy*, 4(1), pp.76-99.
- Varone, H. & Aebischer, B., 2001. Energy efficiency: the challenges of policy design. , 29.
- Ventosa, M. et al., 2005. Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7), pp.897-913. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421503003161> [Accessed October 4, 2012].
- Van der Voort, E., 1982. The EFOM 12C Energy Supply Model within the EC Modelling System. *Omega*, 10(5), pp.507-523.
- Watson, J. et al., 2008. Domestic micro-generation: Economic, regulatory and policy issues for the UK. *Energy Policy*, 36(8), pp.3085-3096.

- 
- Wei, Y.-M., Mi, Z.-F. & Huang, Z., 2014. Climate policy modeling: An online SCI-E and SSCI based literature review. *Omega*, pp.1-15. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0305048314001522>.
- Westley, G.D., 1989. Commercial electricity demand in a Central American economy. *Applied Economics*, 21(1), pp.1-17.
- Wijaya, M.E. & Tezuka, T., 2013. Measures for improving the adoption of higher efficiency appliances in Indonesian households: An analysis of lifetime use and decision-making in the purchase of electrical appliances. *Applied Energy*, 112, pp.981-987.
- XM, 2015. Información Inteligente. Portal BI de XM. *Sitio Web de XM*. Available at: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx> [Accessed March 28, 2015].
- Yang, Z. & Nordhaus, W.D., 2006. Magnitude and direction of technological transfers for mitigating GHG emissions. *Energy Economics*, 28(5-6), pp.730-741. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988306000557> [Accessed November 13, 2012].
- Zapata, M., 2015. *Políticas para la autogestión de electricidad en el sector residencial urbano de Colombia*. Universidad Nacional de Colombia- Sede Medellín.
- Zhang, Z., 1998. Macroeconomic effects of CO2 emission limits: A computable general equilibrium analysis for China. *Journal of policy modeling*, 20(July 1996), pp.213-250. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0161893897000057> [Accessed November 13, 2012].
- Zhang, Z. & Folmer, H., 1998. Economic modelling approaches to cost estimates for the control of carbon dioxide emissions. *Energy Economics*, 20(1), pp.101-120. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988397000194>.