

Efecto del impuesto al CO₂ en el sector energía de países selectos de Latinoamérica y el Caribe

Informe Final

Estudio solicitado por CEPAL
Junio 2020

Luis Abdón Cifuentes
Consultor en Política Ambiental
Santiago, Chile
lac@ing.puc.cl

Tabla de Contenidos

| | |
|---|-----|
| Índice de Tablas | v |
| Índice de Figuras | vii |
| 1. Introducción y antecedentes generales | 1 |
| 2. Objetivos y alcances..... | 2 |
| 2.1 Objetivo general..... | 2 |
| 2.2 Objetivos específicos | 2 |
| 2.3 Alcances considerados..... | 2 |
| 3. Metodología..... | 4 |
| 3.1 Contribución nacionalmente determinada (NDC)..... | 4 |
| 3.2 Situación base, proyección base y bajo escenarios de diferentes tasas de impuesto al CO ₂ | 6 |
| 3.2.1 Método de proyección de la operación del sistema eléctrico en diferentes escenarios de precio del CO ₂ | 6 |
| 3.2.2 Indicadores de resultado..... | 9 |
| 4. Honduras..... | 11 |
| 4.1 Situación base de Honduras | 11 |
| 4.1.1 NDC de Honduras..... | 11 |
| 4.1.2 Demanda eléctrica | 11 |
| 4.1.3 Capacidad instalada | 15 |
| 4.1.4 Generación eléctrica | 16 |
| 4.2 Resultados de proyección para Honduras | 17 |
| 4.2.1 Proyección de la capacidad instalada | 17 |
| 4.2.2 Proyección de generación | 19 |
| 4.2.3 Proyección de emisiones de GEI | 22 |
| 4.2.4 Indicadores resumen..... | 22 |
| 5. Nicaragua | 25 |
| 5.1 Situación base de Nicaragua | 25 |
| 5.1.1 NDC de Nicaragua | 25 |
| 5.1.2 Demanda eléctrica | 26 |
| 5.1.3 Capacidad instalada | 27 |
| 5.1.4 Generación eléctrica | 28 |
| 5.2 Resultados de proyección para Nicaragua | 29 |
| 5.2.1 Proyección de la capacidad instalada | 29 |
| 5.2.2 Proyección de generación | 31 |
| 5.2.3 Proyección de emisiones de GEI | 33 |
| 5.2.4 Indicadores resumen..... | 34 |
| 6. Costa Rica..... | 37 |
| 6.1 Situación base de Costa Rica..... | 37 |

| | | |
|-------|---|----|
| 6.1.1 | NDC de Costa Rica | 37 |
| 6.1.2 | Demanda eléctrica | 38 |
| 6.1.3 | Capacidad instalada | 39 |
| 6.1.1 | Generación eléctrica | 40 |
| 6.2 | Resultados de proyección para Costa Rica | 40 |
| 6.2.1 | Proyección de la capacidad instalada | 40 |
| 6.2.2 | Proyección de generación | 42 |
| 6.2.3 | Proyección de emisiones de GEI | 45 |
| 6.2.4 | Indicadores resumen..... | 46 |
| 7. | Panamá | 48 |
| 7.1 | Situación base de Panamá | 48 |
| 7.1.1 | NDC de Panamá..... | 48 |
| 7.1.2 | Demanda eléctrica | 49 |
| 7.1.3 | Capacidad instalada | 50 |
| 7.1.4 | Generación eléctrica | 51 |
| 7.2 | Resultados de proyección para Panamá..... | 51 |
| 7.2.1 | Proyección de capacidad instalada | 51 |
| 7.2.2 | Proyección de generación | 52 |
| 7.2.3 | Proyección de emisiones de GEI | 55 |
| 7.2.4 | Indicadores resumen..... | 55 |
| 8. | Chile | 57 |
| 8.1 | Situación base de Chile | 57 |
| 8.1.1 | NDC de Chile..... | 57 |
| 8.1.2 | Demanda eléctrica | 58 |
| 8.1.3 | Capacidad instalada | 60 |
| 8.1.4 | Generación eléctrica | 61 |
| 8.2 | Resultados de proyección para Chile..... | 62 |
| 8.2.1 | Proyección de la capacidad instalada | 62 |
| 8.2.2 | Proyección de generación | 63 |
| 8.2.3 | Proyección de emisiones de GEI | 65 |
| 8.2.4 | Indicadores resumen..... | 67 |
| 9. | Conclusiones y recomendaciones..... | 69 |
| 9.1 | Conclusiones transversales y comparación resultados entre países..... | 69 |
| 9.2 | Conclusiones por país: precio del carbono y compromisos NDC | 78 |
| 9.2.1 | Honduras | 79 |
| 9.2.2 | Nicaragua | 81 |
| 9.2.3 | Costa Rica | 82 |
| 9.2.4 | Panamá..... | 83 |
| 9.2.5 | Chile..... | 84 |
| 10. | Bibliografía | 88 |
| 11. | Anexos..... | 90 |
| 11.1 | Bloques Horarios..... | 90 |
| 11.2 | Sensibilidades a la tasa de descuento | 94 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 11.2.1 | Sensibilidad en Honduras | 94 |
| 11.2.2 | Sensibilidad en Nicaragua | 95 |
| 11.2.3 | Sensibilidad en Costa Rica..... | 95 |
| 11.2.4 | Sensibilidad en Panamá | 96 |
| 11.2.5 | Sensibilidad en Chile | 96 |
| 11.3 | Proyección de resultados para Chile con descarbonización..... | 97 |
| 11.3.1 | Proyección de capacidad instalada..... | 98 |
| 11.3.2 | Proyección de generación..... | 99 |
| 11.3.3 | Proyección de emisiones de GEI | 100 |
| 11.3.4 | Indicadores resumen | 100 |

Índice de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 3-1 Costos por tipología de central de generación considerada | 8 |
| Tabla 3-2 Factores de emisión de GEI por combustible [t/TJ] | 8 |
| Tabla 3-3 Impuesto por unidad de energía generada [USD/MWh] según tipología y tasa de impuesto el CO ₂ | 9 |
| Tabla 4-1 Demanda sectorial electricidad [GWh], período 2014-2017 | 12 |
| Tabla 4-2 Proyección de demanda para años seleccionados [GWh/año] | 15 |
| Tabla 4-3 Capacidad instalada [MW] según tipo de planta para años 2014 y 2017 | 15 |
| Tabla 4-4 Expansión esperada de capacidad [MW] por tecnología | 16 |
| Tabla 4-5 Generación [MWh] y factor de planta por tipo de planta para 2014 y 2017 | 16 |
| Tabla 4-6 Indicadores generales de Honduras, tasa de descuento 10% | 23 |
| Tabla 4-7 Indicadores 2030 y 2050 Honduras, tasa de descuento 10% | 23 |
| Tabla 5-1 Datos demanda eléctrica Nicaragua, 2010-2018 | 27 |
| Tabla 5-2 Distribución sectorial del consumo eléctrico | 27 |
| Tabla 5-3 Capacidad efectiva instalada [MW], año 2010 y año 2018 | 28 |
| Tabla 5-4 Generación [MWh] y factor de planta promedio por tipo de planta para 2010 y 2018 | 29 |
| Tabla 5-5 Indicadores generales de Nicaragua, tasa de descuento 10% | 35 |
| Tabla 5-6 Indicadores 2030 y 2050 Nicaragua, tasa de descuento 10% | 35 |
| Tabla 6-1 Consumo eléctrico (demanda + pérdidas) [GWh], periodo 2012-2018 | 38 |
| Tabla 6-2 Demanda sectorial [GWh], periodo 2010-2015 | 39 |
| Tabla 6-3 Características de la generación [GWh], año 2018 | 40 |
| Tabla 6-4 Indicadores generales de Costa Rica, tasa de descuento 10% | 46 |
| Tabla 6-5 Indicadores 2030 y 2050 Costa Rica, tasa de descuento 10% | 46 |
| Tabla 7-1 Consumo eléctrico [GWh] por sector 2010-2015 | 49 |
| Tabla 7-2 Capacidad instalada [MW] año 2011 y 2018 | 50 |
| Tabla 7-3 Características de la generación [GWh], año 2018 | 51 |
| Tabla 7-4 Indicadores generales de Panamá, tasa de descuento 10% | 56 |
| Tabla 7-5 Indicadores 2030 y 2050 Panamá, tasa de descuento de 10% | 56 |
| Tabla 8-1 Demanda por tipo de cliente [GWh], periodo 2010-2017 | 58 |
| Tabla 8-2 Distribución sectorial de la demanda de electricidad, periodo 2010-2015 | 59 |
| Tabla 8-3 Capacidad Instalada [MW] año 2010 y 2017 | 61 |
| Tabla 8-4 Instalación de capacidad [MW] esperada | 61 |
| Tabla 8-5 Características de la generación [GWh], año 2017 | 62 |
| Tabla 8-6 Indicadores generales de Chile, tasa de descuento 10% | 67 |
| Tabla 8-7 Indicadores 2030 y 2050 Chile, tasa de descuento 10% | 67 |
| Tabla 9-1 Reducción porcentual de emisiones en el año 2050 con respecto al escenario base para diferentes tasas de impuesto al CO ₂ | 71 |
| Tabla 9-2 Relación costos reducción/recaudación, para tasa impositiva y países | 74 |
| Tabla 9-3 Valor presente de los costos de reducción [MMUSD2018] según escenarios de precio del CO ₂ | 76 |
| Tabla 9-4 Costo medio de reducción y costo medio incremental [USD2018/tCO ₂ e] | 77 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 9-5 Indicadores para escenarios | 78 |
| Tabla 9-6 Emisiones respecto de las emisiones GEI 2030 | 81 |
| Tabla 9-7 Capacidad instalada en 2030 [MW] en Nicaragua por escenario | 82 |
| Tabla 9-8 Generación en 2030 [GWh] en Nicaragua por escenario | 82 |
| Tabla 9-9 Generación eléctrica [GWh] en Costa Rica 2030, bajo diferentes escenarios | 83 |
| Tabla 9-10 Emisiones GEI [MtCO ₂ e] del sector eléctrico 2020-2030 y proyección del total de emisiones | 86 |
| Tabla 9-11 Emisiones GEI [tCO ₂ e] del sector eléctrico 2030 y proyección del total de emisiones | 86 |
| Tabla 11-1 Bloques horarios considerados en cada país | 90 |
| Tabla 11-2 Indicadores para Honduras, tasa de descuento=8% | 94 |
| Tabla 11-3 Indicadores para Honduras, tasa de descuento = 12% | 95 |
| Tabla 11-4 Indicadores para Nicaragua, tasa de descuento=8% | 95 |
| Tabla 11-5 Indicadores para Nicaragua, tasa de descuento = 12% | 95 |
| Tabla 11-6 Indicadores para Costa Rica, tasa de descuento=8% | 95 |
| Tabla 11-7 Indicadores para Costa Rica, tasa de descuento = 12% | 96 |
| Tabla 11-8 Indicadores para Panamá, tasa de descuento=8% | 96 |
| Tabla 11-9 Indicadores para Panamá, tasa de descuento = 12% | 96 |
| Tabla 11-10 Indicadores para Chile, tasa de descuento=8% | 96 |
| Tabla 11-11 Indicadores para Chile, tasa de descuento = 12% | 97 |
| Tabla 11-12 Indicadores resumen para escenario con descarbonización | 100 |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 4-1 Curva de carga año 2017 | 13 |
| Figura 4-2 Demanda mensual máxima relativa del sistema [Demanda máxima mensual=1] | 14 |
| Figura 4-3 Capacidad total instalada [MW] en cada año según escenario de tasa de impuesto. | 18 |
| Figura 4-4 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono..... | 20 |
| Figura 4-5 Potencia media [MW] despachada en bloque 22hr-6hr durante verano año 2050 ... | 21 |
| Figura 4-6 Potencia media [MW] despachada en bloque 13hr-15hr durante verano año 2050. | 21 |
| Figura 4-7 Emisiones de GEI [tCO ₂ e] según escenario..... | 22 |
| Figura 5-1 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono..... | 30 |
| Figura 5-2 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono..... | 31 |
| Figura 5-3 Potencia media [MW] despachada en bloque 22hr-06hr durante verano año 2050. | 32 |
| Figura 5-4 Potencia media [MW] despachada en bloque 19hr-21hr durante verano 2050 | 33 |
| Figura 5-5 Emisiones de GEI [tCO ₂ e] según escenario..... | 34 |
| Figura 6-1 Capacidad instalada por tipo de planta 2018 [100%=3,617 MW]..... | 39 |
| Figura 6-2 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono..... | 41 |
| Figura 6-3 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono..... | 43 |
| Figura 6-4 Potencia media [MW] despachada para bloque 9hr-14hr en verano el año 2050..... | 44 |
| Figura 6-5 Potencia media [MW] despachada para bloque 18hr-20hr en verano el año 2050... | 44 |
| Figura 6-6 Emisiones de GEI [tCO ₂ e] según escenario..... | 45 |
| Figura 7-1 Consumo de electricidad [GWh] 1970-2016 | 49 |
| Figura 7-2 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono..... | 52 |
| Figura 7-3 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono..... | 53 |
| Figura 7-4 Potencia media [MW] despachada bloque 15hr-17hr verano año 2050..... | 54 |
| Figura 7-5 Potencia media [MW] despachada en bloque 7hr-8hr verano año 2050..... | 54 |
| Figura 7-6 Emisiones de GEI [tCO ₂ e] según escenario..... | 55 |
| Figura 8-1 Curva de carga promedio mensual [MW] del SEN año 2018 | 59 |
| Figura 8-2 Previsión de demanda SEN [GWh] por tipo de cliente..... | 60 |
| Figura 8-3 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono..... | 63 |
| Figura 8-4 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono..... | 65 |
| Figura 8-5 Emisiones de GEI [tCO ₂ e] según escenario..... | 66 |
| Figura 9-1 Reducción de emisiones totales del periodo (2017 o 2018 a 2050) por país y tasa de impuesto al CO ₂ | 70 |
| Figura 9-2 Proyección del costo nivelado de la energía [USD/MWh] para el 2025 de una central solar CSP comparado con central a gas | 72 |
| Figura 9-3 Proyección del costo nivelado de la energía [USD/MWh] de una central solar CSP para 2050, comparado con el costo de operación de una central a carbón existente más el impuesto al CO ₂ | 73 |
| Figura 9-4 Recaudación [veces respecto a recaudación de escenario 5 USD/tCO ₂] | 75 |
| Figura 9-5 Recaudación [veces respecto a recaudación de escenario 5 USD/tCO ₂] sin efecto tasa | 75 |
| Figura 9-6 Proyección de emisiones [tCO ₂] por generación eléctrica | 80 |

| | |
|--|-----|
| Figura 9-7 Proyección de emisiones GEI [MtCO ₂ e] sector eléctrico considerando retiro de centrales de carbón según escenario de impuesto del carbono | 85 |
| Figura 9-8 Emisiones [tCO ₂ e] con diferentes combinaciones de impuestos y retiro de centrales de carbón | 87 |
| Figura 11-1 Honduras: Curva normalizadas consideradas en la modelación | 91 |
| Figura 11-2 Nicaragua: Curva normalizadas consideradas en la modelación | 92 |
| Figura 11-3 Costa Rica: Curva normalizadas consideradas en la modelación | 93 |
| Figura 11-4 Panamá: Curva normalizadas consideradas en la modelación | 93 |
| Figura 11-5 Chile: Curva normalizadas consideradas en la modelación | 94 |
| Figura 11-6 Capacidad instalada de carbón en sistema eléctrico chileno..... | 97 |
| Figura 11-7 Capacidad instalada [MW] en Chile con descarbonización por escenario de impuesto | 98 |
| Figura 11-8 Distribución de la generación en sistema eléctrico chileno con descarbonización .. | 99 |
| Figura 11-9 Emisiones GEI [tCO ₂ e] con descarbonización por escenario | 100 |

1. Introducción y antecedentes generales

El cambio climático antropogénico es resultado de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que son generadas principalmente por actividades económicas que las producen como una consecuencia no deseada. El cambio climático se manifiesta fundamentalmente en el aumento de temperatura, modificaciones en los patrones de precipitación, alzas del nivel del mar, en reducciones de los glaciares y en cambios en los eventos climáticos extremos. Estos cambios inciden de diversas formas y producen impactos, generalmente negativos, sobre las actividades económicas, la salud y el bienestar de la población, la biodiversidad, los ecosistemas, y casi cualquier forma de vida en el planeta.

Tomando en consideración sus causas y efectos, el cambio climático es uno de los grandes retos al que se enfrenta la humanidad en el presente siglo. La comunidad internacional, a través del Acuerdo de París, se ha comprometido a trabajar por mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C, idealmente 1,5°C y en este contexto, los países presentaron a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático sus metas de reducción de emisiones de GEI mediante sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDCs, por su sigla en inglés). Los países de América Latina y el Caribe se han unido a este compromiso y, por lo tanto, al igual que los países del resto del mundo, requieren avanzar hacia un cambio estructural con patrones de producción y de consumo que sean más sostenibles y compatibles con la meta climática.

Para avanzar hacia este objetivo muchos países han realizado cambios regulatorios, cambios en la política fiscal y han implementado incentivos económicos como poner un precio a las emisiones de CO₂. Los que lo han hecho usan precios muy diferentes. En este escenario, resulta fundamental contar con un estudio que estime el efecto de distintas tasas de impuesto al CO₂ para el sector electricidad, uno de los sectores de mayor emisión en América Latina y el Caribe. En este contexto, CEPAL, a través del programa de cooperación CEPAL-BMZ/GIZ, busca apoyar a los países de América Latina y el Caribe en la elaboración de materiales técnicos y de diagnóstico, para ser usados en la toma de decisiones respecto de la mitigación de gases de efecto invernadero.

Este estudio presenta los efectos que el impuesto¹ al CO₂ tiene en el desarrollo y la operación futura de los sistemas de generación eléctrica en cinco países de la región: Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá y Chile, para los años 2030 a 2050. Esperamos que los resultados que presenta sean útiles para los tomadores de decisiones en cada uno de estos países, y sirvan de ejemplo para los países no incluidos en el estudio.

¹ De aquí en adelante se usará el término “impuesto” para referirnos al instrumento por el cual se internaliza el costo social de las emisiones de gases efecto invernadero. La “tasa de impuesto al CO₂” corresponde al valor de dicho impuesto. Nos parece que esta nomenclatura es más precisa que “precio del carbono”. En cualquier caso, para los efectos de este estudio, ambos términos son intercambiables.

2. Objetivos y alcances

En el presente capítulo se presenta el objetivo del presente estudio, así como los alcances considerados para su desarrollo. De esta forma los resultados del presente estudio debieran ser considerados en base a la finalidad del estudio y de las limitaciones que se desprenden de las limitaciones consideradas en su desarrollo.

2.1 Objetivo general

De acuerdo al contrato que rige el presente estudio, el objetivo es realizar simulaciones con distintos escenarios de tasas de impuesto al CO₂ para el sector electricidad en América Latina y el Caribe y determinar cuál sería el impacto sobre el pipeline de la cartera de proyectos de inversión en este sector en los países firmantes de la Declaración pertinente.

Este estudio también pretende, a través de la difusión de sus resultados, incentivar la generación de propuestas de políticas públicas frente al cambio climático, que permitan contribuir al cumplimiento de las metas planteadas en los NDC de cada país.

2.2 Objetivos específicos

Para cumplir con el objetivo general, se considera los siguientes objetivos específicos:

1. Revisión de los NDC de cada país estudiado.
2. Modelación de la expansión y generación de los sistemas de generación eléctrica de cada país bajo distintos escenarios de la tasa de impuesto.
3. Analizar el impacto de las diferentes tasas de impuesto al CO₂ en cada país, presentar y explicar las diferencias entre países.
4. Presentar recomendaciones de política pública

2.3 Alcances considerados

El presente estudio se basa en la mejor información disponible para el consultor en la actualidad. No pretende ser un estudio exhaustivo de las proyecciones del sistema eléctrico de cada país, para el cual se requeriría un estudio muy detallado de las características técnicas y regulatorias. Las proyecciones precisas de un sistema eléctrico en un horizonte al año 2050 es una tarea que bordea en el sinsentido en la medida que estas proyecciones dependen de la interacción de múltiples variables con alto nivel de incertidumbre. Por lo demás, los modelos de optimización, como los utilizados en el presente ejercicio, consideran procesos no lineales que terminan implicando el uso intensivo de recursos para cada corrida. De esta forma, las proyecciones del sistema eléctrico presentados en el presente informe son el resultado de una simplificación del ejercicio que depende de la optimización bajo supuestos determinado, con el objeto de comprender el impacto del impuesto por sobre una estimación precisa². En este sentido, el

² “*The purpose of mathematical modelling is insight not numbers*” (Geoffrion, 1976)

mayor valor del estudio radica en la comparación de los efectos de los escenarios de tasas de impuesto al CO₂ para cada país por sobre la proyección base del sistema eléctrico.

El presente estudio considera las emisiones de los principales GEI³ (CO₂, CH₄ y N₂O) producidos por la generación de electricidad con el fin de satisfacer la demanda en cinco países: Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá y Chile.

Para ello se realiza una modelación de la expansión de la capacidad instalada en el sistema y el despacho de las centrales de generación para un periodo desde el año base hasta el año 2050, considerando un detalle de al menos doce bloques que reflejan la variabilidad diaria y estacional, tanto de la demanda como de las fuentes intermitentes.

El estudio considera la transmisión sólo en término de las pérdidas asociadas, sin considerar las limitaciones del sistema de transmisión ni su posible expansión. Lo anterior permite la evaluación de múltiples escenarios de expansión de la capacidad de generación bajo diferentes escenarios de precio del carbono en tiempos razonables. La consideración de la transmisión ilimitada se fundamenta en que, dado el largo horizonte de evaluación del estudio, la transmisión no sería una limitación al proceso de generación y despacho.

Respecto a las tecnologías de generación estas son agrupadas en trece tipologías cuya caracterización se presenta en la Sección 3.2. Cabe destacar que no se consideran tecnologías de almacenamiento de energía, debido a las limitaciones de la herramienta de modelación, la cual no cuenta con la posibilidad de realizar optimizaciones con este tipo de tecnología. Si bien lo anterior presenta una limitación relevante, dada la intermitencia de algunas de las fuentes entre las que destaca la solar FV. Es importante la consideración de que el almacenamiento de energía aún es una tecnología incipiente y existe amplia incertidumbre respecto de los futuros costos de inversión y operación de las tecnologías de almacenamiento. Se destaca que sí se considera la tipología solar CSP, la cual se considera que tiene disponibilidad para todos los bloques de producción, la cual es una tecnología más madura que los sistemas de almacenamiento, y se cuenta con menor incertidumbre respecto de sus costos futuros.

Todos los antecedentes y datos considerados han sido levantados usando la mejor información disponible para cada país (ver detalle en capítulo de cada país). La disponibilidad de información hace que el análisis abarque diferentes periodos de tiempo: el año base varía según país. Ciertos parámetros, como la tasa de descuento, se han considerado uniformes para todos los países, para hacer los resultados comparables, aunque internamente cada país considere su tasa de descuento propia (más detalle en la Sección 3.2.1).

³ Las emisiones totales son cuantificadas en término de CO₂e de acuerdo a su GWP-100 según AR2 del IPCC

3. Metodología

En este capítulo se presenta la metodología utilizada para el análisis. Aunque el método tiene pequeñas diferencias para cada país de estudio, la forma general de análisis es la misma.

Las etapas del análisis son:

1. Estudiar la Contribución Nacionalmente Determinada del país, en especial sus compromisos relacionados con el sistema eléctrico.
2. Definir la situación base del sistema eléctrico, y como esté se desarrollaría en un caso sin compromisos.
3. Finalmente, se realizan las proyecciones del aumento de capacidad y de la operación del sistema eléctrico considerando diferentes escenarios de la tasa de impuesto al CO₂.

3.1 Contribución nacionalmente determinada (NDC)

A continuación, se resumen los principales compromisos adoptados por los diferentes países:

Tabla 3-1 NDC de cada país estudiado

| País | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
|-------------------------------------|---|--|--|--|---|
| Reducción de CO₂e | 15% con respecto a escenario BAU para el año 2030 | Sin especificar | 44% con respecto a escenario BAU para el año 2030 | Sin especificar | Presupuesto de emisiones GEI limitado a 1,100 MtCO ₂ e entre 2020 y 2030. Peak de emisiones al año 2025. 2030 emisiones de 95 MtCO ₂ e Reducción de 25% de emisiones de carbono negro al 2030, respecto al 2016. |
| Sector Energía | Reducción del uso de leña en un 39% | Aumentar la participación de energías renovables en un 60% al 2030 | Alcanzar un 100% de participación de energías renovables al 2030 | Aumentar la participación de energías renovables en un 30%, con respecto al 2014, para el 2050 | Sin especificar |
| Sector Agropecuario | Sin especificar | Sin especificar | Incentivar el desarrollo de tecnologías bajas en emisiones | Sin especificar | Sin especificar |

| País | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
|------------------------|---|--|--|---|--|
| Sector UTCUTS | Forestación / Reforestación de 1 millón de ha de bosques antes del 2030 | Reducción de las emisiones dentro de áreas protegidas en 11 millones de Ton de CO ₂ e | Sin especificar | Incrementar la capacidad de absorción en un 10% con respecto al escenario de referencia al 2050 (80% con apoyo internacional) | Manejo sustentable y recuperación de 200 mil ha de bosque. Forestación 200 mil ha con al menos 70 mil ha de especies nativas Reducción de emisiones por degradación y deforestación de bosque nativo en un 25% al 2030, considerando las emisiones promedio entre 2001 y 2013. |
| Sector Residuos | Sin especificar | Sin especificar | Fomento de la gestión integral de residuos y ampliación de programas de reciclaje y compostaje | Sin especificar | Sin especificar |

Fuente: Elaboración propia en base a (Chile, 2020; *Contribución Prevista y Determinada de Costa Rica*, 2015; Gobierno de la República de Honduras, 2015; Gobierno de la República de Panamá, 2016; Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) de Nicaragua, 2018)

Se observa que los cinco países incluyen compromisos asociados al sector energía, que pueden o no tener influencia en el desarrollo del sistema eléctrico. El compromiso de Honduras no afectaría directamente al sector eléctrico, por lo que no se considera en la proyección de la situación base. Los restantes cuatro países declaran metas respecto a la participación de energías renovables respecto de su generación eléctrica total. Si bien se destacan estas metas, no se establece el mecanismo con que se espera alcanzar estas metas. Existen diferentes alternativas - como *feed-in tariffs*, cuotas exigibles a los actores del mercado, o impuestos – que permitirían alcanzar estas metas. Al respecto en el presente proyecto se realiza una revisión de como un sistema de impuestos al carbono que refleje un precio del CO₂, puede contribuir a cumplir con las metas declaradas, sin considerar los otros instrumentos.

3.2 Situación base, proyección base y bajo escenarios de diferentes tasas de impuesto al CO₂

La descripción de la situación base se realiza a partir de fuentes oficiales disponibles para el equipo consultor. De esta forma para cada país se busca una caracterización de la información disponible de distintos parámetros relevantes del sistema eléctrico, entre los que se incluye:

- la demanda eléctrica actual
- la proyección de la demanda eléctrica
- la capacidad instalada actualmente
- la capacidad comprometida
- la generación en término de cantidad generada por tipo de tecnología

El detalle de la situación base de cada país, así como la información utilizada para su proyección se presenta en los capítulos dedicado a cada país. La situación base es utilizada como la información base para el modelo de proyección base, así como para el modelo de proyección bajo diferentes escenarios de tasas de impuesto al CO₂. En la práctica, y con el objetivo de comparar el impacto de las tasas de impuesto sobre la cartera de proyectos instalados y su impacto en las emisiones GEI de cada país, se considera que el caso base corresponde a una situación con tasa de impuesto al CO₂ igual a 0⁴. De esta forma la proyección del caso base es equivalente, desde el punto de vista metodológico, a la proyección de los diferentes escenarios de tasas de impuesto de CO₂, con la salvedad de que se considera una tasa de impuesto de 0 [USD/tCO₂].

Los resultados de la implementación de los métodos descritos en la presente sección se presentan agrupados por país en los capítulos 4 (Honduras), capítulo 5 (Nicaragua), capítulo 6 (Costa Rica), capítulo 7 (Panamá) y capítulo 8 (Chile). Los capítulos son presentados con la misma estructura de forma de facilitar la comparación entre los países.

3.2.1 Método de proyección de la operación del sistema eléctrico en diferentes escenarios de precio del CO₂

La proyección bajo los diferentes escenarios se realiza mediante una optimización que simula el funcionamiento del mercado eléctrico, bajo restricciones tradicionales en este tipo de modelos, con un horizonte de tiempo hasta el año 2050. Para ello es importante considerar que este modelo es:

- Impulsado por la demanda: el modelo considera la demanda por electricidad como un parámetro exógeno. El modelo determina la entrada de nuevas centrales y el despacho de la capacidad instalada con el objetivo primario de satisfacer la demanda. En este caso se consideró la proyección de demanda eléctrica en base a la información disponible de

⁴ Se destaca que, desde el año 2017, el sector generación en Chile cuenta con un impuesto al CO₂ con una tasa de 5 USD por tCO₂. La misma ley, Ley 20.780, considera que dicho impuesto no debe ser considerado en el proceso de despacho de las centrales realizado por el ente coordinador, de esta forma no teniendo impacto en el despacho de corto plazo.

cada país. Estas proyecciones oficiales tienen diferentes tiempos y no todas alcanzan el horizonte de estudio, en cuyo caso se extrapoló la proyección manteniendo las tasas de crecimiento observadas hasta el último año del horizonte de evaluación (2050).

- De equilibrio parcial: el modelo considera que el resto de las condiciones del sistema se mantienen constantes. En este sentido la demanda por electricidad es considerada perfectamente inelástica frente a cambios en los costos marginales de la generación de electricidad.
- Mercado perfecto: No existe ningún actor, o conjunto de actores, del mercado con suficiente poder para influir en el despacho o precio, todos los actores cuentan con información perfecta y son tomadores de precio, basado en los costos marginales del sistema.
- Perfecta capacidad predictiva: El modelo realiza la optimización conociendo la totalidad de las proyecciones futuras de los distintos parámetros, realizando una optimización conjunta, de forma de obtener un valor óptimo para la totalidad del horizonte de tiempo modelado. La proyección de los parámetros se realiza de forma determinística.

El modelo se desarrolló en la versión 2019 de LEAP, utilizando el módulo de optimización. Para la optimización se considera un total de catorce tipologías de centrales disponibles, las cuales se caracterizan de acuerdo al combustible o fuente primaria de energía, eficiencia, capacidad, disponibilidad máxima según ventana de tiempo⁵, costos y restricciones de entrada⁶. La optimización del sistema se realiza mediante la minimización de los costos totales del sistema, los cuales incluyen los costos de inversión, costos variables, costos fijos e impuestos al carbono. Los costos considerados para cada tipología, así como los factores de emisión de GEI por combustible fósil, se pueden revisar en las Tabla 3-1 y Tabla 3-2.

⁵ Los modelos para cada país fueron diseñados con doce ventanas de tiempo que buscan reflejar la variabilidad de la demanda, y la disponibilidad de las fuentes intermitentes, tanto en las horas del día como en la diferencia entre estaciones (invierno-verano). Se generaron distintas ventanas para cada país en base a los datos observados en años anteriores.

⁶ Se incluyen restricciones de entradas por año (por ejemplo, los primeros años no pueden entrar centrales fósiles que no estén en construcción), entrada máxima por año/período (se limita el número de MW máximo por tipología), entrada máxima total (se imponen potenciales máximos de instalación por tipología) y tamaños mínimos de entrada (se limita el tamaño mínimo de centrales que entren, por ejemplo, no puede entrar centrales de carbón menores a 50 MW).

Tabla 3-1 Costos por tipología de central de generación considerada

| Tipología | Costo Inversión [kUSD/MW] (1) | Costo Operación [USD/MWh] | Costo Fijo (2) | Eficiencia combustión [%] |
|-------------------------|---------------------------------------|---------------------------|----------------|---------------------------|
| Biomasa | 3.100 | 44,5 | 3,5% | 24,7 |
| Carbón nivel 1 | 3.000 | 36,9 | 1,5% | 32,2 |
| Carbón nivel 2 | (3) n/a | 42,8 | 1,5% | 27,8 |
| Petróleo/Diésel nivel 1 | 690 | 125,6 | 1,5% | 36,1 |
| Petróleo/Diésel nivel 2 | 800 | 183,0 | 1,5% | 30,3 |
| Petróleo/Diésel nivel 3 | (3) n/a | 216,8 | 1,5% | 22,2 |
| Eólica | Interp(2018,1680,2025,1370) | 0,0 | 3,5% | n/a |
| Gas nivel 1 | 1.050 | 65,6 | 1,0% | 47,2 |
| Gas nivel 2 | 800 | 105,6 | 1,5% | 28,7 |
| Geotérmica | Interp(2018,5870,2050,4250) | 0,0 | 4,5% | n/a |
| Hidráulica Embalse | 2.200 | 1,3 | 1,0% | n/a |
| Hidráulica Pasada | 4.050 | 1,3 | 1,0% | n/a |
| Solar CSP | Interp(2018,6055,2025,4100,2035,3600) | 0,0 | 1,5% | n/a |
| Solar FV | Interp(2018,1100,2025,790) | 0,0 | 1,5% | n/a |

- (1) Costos de inversión para todo el horizonte temporal. La función “Interp” se refiere a una interpolación lineal de los datos entre los años y costos mencionados, por ejemplo, la tipología eólica tiene costos de 1680 [kUSD/MW] el año 2018 y de 1370 [kUSD/MW] el año 2025, dada la interpolación para el año 2022, tendrá un costo de 1503 [kUSD/MW]
- (2) Los costos fijos se expresan como una fracción respecto de los costos de inversión. Su unidad corresponde a [kUSD/MW-año]
- (3) Se considera que son tecnologías antiguas y no existe la posibilidad de expansión del parque con este tipo de tecnología.

Fuente: Costos Inversión y Costos fijos de (CNE, 2019a); Costos de Operación y Eficiencias de (CNE, 2019c); Proyección de costos de inversión de (IRENA, 2016, 2017)

Tabla 3-2 Factores de emisión de GEI por combustible [t/TJ]

| Combustible | CO ₂ | CH ₄ | N ₂ O |
|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Carbón | 92,6 | 20 | 1 |
| Petróleo/Diésel | 72,6 | 15 | 3 |
| Gas Natural | 55,8 | 20 | 1 |

Fuente: LEAP, 2019 basado en (IPCC, 2006)

La modelación de la expansión de la capacidad instalada en el sistema y el despacho de las centrales de generación se realiza para un horizonte de estudio desde el año base hasta el año 2050, considerando un detalle de doce bloques que reflejan la variabilidad diaria y estacional, tanto de la demanda como de las fuentes intermitentes (detalle en Anexos: 11.1 Bloques Horarios).

El modelo de optimización se ejecuta para cinco escenarios⁷ de tasas de impuesto al CO₂, el cual se modela como un impuesto a las emisiones CO₂. Las tasas de impuesto consideradas son: 0 (escenario base), 5, 10, 20 y 40 [USD/tCO₂].

A partir de la tasa de impuesto, se puede determinar el impuesto equivalente en función de la energía generada, considerando la eficiencia de la central y el FE del combustible. Esto representa

⁷ Escenario base y cuatros escenarios de diferentes tasas de impuesto.

más directamente el efecto del impuesto es cada tecnología. El impuesto unitario, medido en [USD/MWh], por tipología de central se presenta en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3 Impuesto por unidad de energía generada [USD/MWh] según tipología y tasa de impuesto el CO₂

| Tipología | Tasa: 5 [USD/tCO ₂] | Tasa: 10 [USD/tCO ₂] | Tasa: 20 [USD/tCO ₂] | Tasa: 40 [USD/tCO ₂] |
|-------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Carbón nivel 1 | 5,2 | 10,4 | 20,7 | 41,4 |
| Carbón nivel 2 | 6,0 | 12,0 | 24,0 | 48,0 |
| Petróleo/Diésel nivel 1 | 3,6 | 7,2 | 14,5 | 28,9 |
| Petróleo/Diésel nivel 2 | 4,3 | 8,6 | 17,2 | 34,5 |
| Petróleo/Diésel nivel 3 | 5,9 | 11,8 | 23,5 | 47,1 |
| Gas nivel 1 | 2,1 | 4,3 | 8,5 | 17,0 |
| Gas nivel 2 | 3,5 | 7,0 | 14,0 | 28,0 |

Fuente: Elaboración propia

Esta tabla muestra claramente el diferente impacto que tiene el impuesto al CO₂ en cada una de las tecnologías consideradas. Como es natural, el impuesto es mayor para el carbón, seguido del petróleo y luego del gas natural, aunque se produce una reversión para el carbón y petróleo de diferentes niveles. Las tecnologías renovables no se ven afectadas por el impuesto. Respecto a las centrales a biomasa, se considera que las emisiones de CO₂ son biogénicas y de esta forma se eximen del pago de impuesto.

3.2.2 Indicadores de resultado

Para cada escenario de impuesto al CO₂ en cada país se estiman los siguientes indicadores:

- **VP Costo Reducción del Sistema:** Es el valor presente del costo adicional respecto al escenario sin impuesto a las emisiones de CO₂ durante todo el horizonte de evaluación del sistema por concepto de inversión, mantención y operación del sistema. En el cuerpo del informe se estima a con una tasa de descuento de 10%, y los resultados se presentan en millones de dólares del año 2018 [MUSD2018].
- **VP Recaudación de Impuesto:** Es el valor presente de la recaudación anual durante todo el horizonte de evaluación por la aplicación del impuesto a las emisiones de dióxido de carbono. Se estiman como las emisiones simuladas de dióxido de carbono anuales multiplicadas por la tasa de impuesto de cada escenario, siendo descontadas en el cuerpo del informe con una tasa de descuento de 10%. Los resultados se presentan en millones de dólares del año 2018 [MUSD2018].
- **Emisiones Totales en el Periodo:** Corresponde a la suma de las emisiones anuales proyectadas de GEI. Corresponde a la suma simple, sin ningún tipo de descuento, y los resultados se presentan en millones de toneladas de CO₂e [MtCO₂e]
- **Reducción de Emisiones Totales:** Corresponde a la diferencia en términos de emisiones de GEI entre los diferentes escenarios de tasa de impuesto y el escenario sin impuesto.

Los resultados se presentan en dos unidades: Millones de toneladas de CO₂e [MtCO₂e] y en término de porcentaje respecto a las emisiones del caso sin impuesto [%].

- **Costo Medio de Reducción**: Corresponde al valor promedio de reducción de las toneladas emitidas. Este valor se calcula como la división entre el VP Costo Reducción del Sistema y la Reducción de Emisiones Totales. Los resultados se presen en término de dólares del 2018 por tonelada de CO₂e reducida [USD2018/tCO₂e].

Se destaca que en la Sección 11.2 se presentan las sensibilidades a estos resultados a diferentes niveles de tasas de descuento, que pudieran reflejar diferentes preferencias de los responsables de la expansión y operación de los sistemas eléctricos.

Adicionalmente se incluyen indicadores puntuales para los años 2030 y 2050 que dan cuenta de la trayectoria de los escenarios. Estos indicadores sólo consideran los datos de estos años puntuales y son:

- **Reducción de emisiones totales**: Corresponde a la diferencia en términos de emisiones de GEI medidos en CO₂e para el año en particular. A diferencia del indicador general, sólo considera las reducciones de emisiones del año puntual y no las acumuladas con años previos. Se presenta en término de porcentaje respecto a las emisiones del caso sin impuesto.
- **Costo medio de reducción**: Corresponde a los costos de reducción del sistema (inversión, operación y mantención) durante el año en particular divididos por la reducción de emisiones de GEI de dicho año. Los resultados se presentan en dólares del 2018 por tonelada de GEI reducida [USD2018/tCO₂e].

4. Honduras

Este capítulo presenta los resultados de la implementación de la metodología descrita en el capítulo 3 para la República de Honduras. El capítulo se subdivide en dos secciones: (1) una descripción de la situación base de Honduras, y (2) los resultados de las proyecciones.

4.1 Situación base de Honduras

De acuerdo a los datos presentados por el Banco Mundial⁸, al año 2017 la población alcanza los 9.3 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 2,500 [USD2018/hab]. En contraste al año 2000 la población alcanzaba los 6.5 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 1,100 [USD2018/hab]. Lo anterior se traduce en que el PIB nacional ha crecido con una tasa anual promedio de 7.15%, más rápido que la población que ha aumentado con una tasa anual promedio de 2.08%.

4.1.1 NDC de Honduras

La República de Honduras se compromete a reducir sus emisiones en un 15% en relación al escenario Business As Usual (BAU) para el año 2030, siempre y cuando exista apoyo financiero internacional. Este compromiso cubre los sectores de Energía, Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU), Agropecuario y Residuos. Adicionalmente al compromiso de reducción de emisiones, la República de Honduras se establece los siguientes objetivos sectoriales:

- En Energía, a través de la NAMA⁹ de fogones eficientes se espera una reducción de un 39% en el consumo de leña de las familias hondureñas.
- En lo que respecta al Sector Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (UTCUTS), la República de Honduras se compromete a la forestación/reforestación de 1 millón de hectáreas de bosque antes de 2030.

Se destaca que la NDC no realiza compromisos asociados al sector eléctrico, aunque es esperable que para alcanzar las reducciones de emisiones comprometidas deba realizar esfuerzos en este sector. Cabe destacar que si bien, aún no se encuentra disponible en el sitio oficial de la UNFCCC la “Tercera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático” que actualizaría el inventario de emisiones del año 2000 al 2015, resultados preliminares¹⁰ estiman que el 42% de las emisiones del país estarían relacionadas con el sector energético.

4.1.2 Demanda eléctrica

De acuerdo al “Boletín Estadístico diciembre 2017” de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE, 2018a) la demanda de llegó hasta los 6,200 MWh, de los cuales cerca del 40% corresponde a demanda del sector residencial, seguido por el sector comercial que alcanzaría un 27%. Si bien la demanda total de electricidad ha aumentado en 11.7% en cuatro años, la relevancia de estos

⁸ <https://datos.bancomundial.org/pais/honduras>, consultado en Marzo 2019

⁹ Acción Nacional Apropiada de Mitigación, por su sigla en inglés.

¹⁰ <http://www.ocphn.org/v1/terceracomunicacion/>, consultado en Mayo 2020

sectores se ha mantenido preponderante oscilando entre el 65% y 67% para cada año observado (ver Tabla 4-1).

Tabla 4-1 Demanda sectorial electricidad [GWh], período 2014-2017

| Sector | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Residencial | 2,195 | 2,265 | 2,353 | 2,472 |
| Comercial | 1,400 | 1,493 | 1,556 | 1,686 |
| Industrial | 655 | 672 | 702 | 769 |
| Altos Consumidores | 892 | 962 | 842 | 616 |
| Alumbrado Público | 126 | 125 | 134 | 228 |
| Gobierno | 117 | 123 | 137 | 175 |
| Entes Autónomos | 111 | 115 | 124 | 151 |
| Municipal | 56 | 57 | 59 | 79 |
| Ventas Internacionales | - | - | 16 | 25 |
| Total | 5,552 | 5,812 | 5,923 | 6,201 |

Fuente: Elaboración propia en base a (ENEE, 2016a, 2018a)

Respecto a la curva horaria de la demanda eléctrica la distribución del consumo total permite prever que la curva estará fuertemente marcada por la demanda residencial, la cual se caracteriza por dos *peaks* de consumo, uno menor antes del horario laboral seguido, por uno de mayor relevancia durante las primeras horas coincidiendo con el fin de la jornada laboral normal. Durante la madrugada y en el horario laboral se observa una baja de la demanda. La hipótesis se ve reforzada por el hecho de que las demandas máximas observadas mensualmente ocurren entre las 18 y 19 horas. En la Figura 4-1 se presenta la curva de carga estimada por la ENEE de Honduras, esta curva refleja tanto variaciones horarias, como variaciones estacionales durante el año.

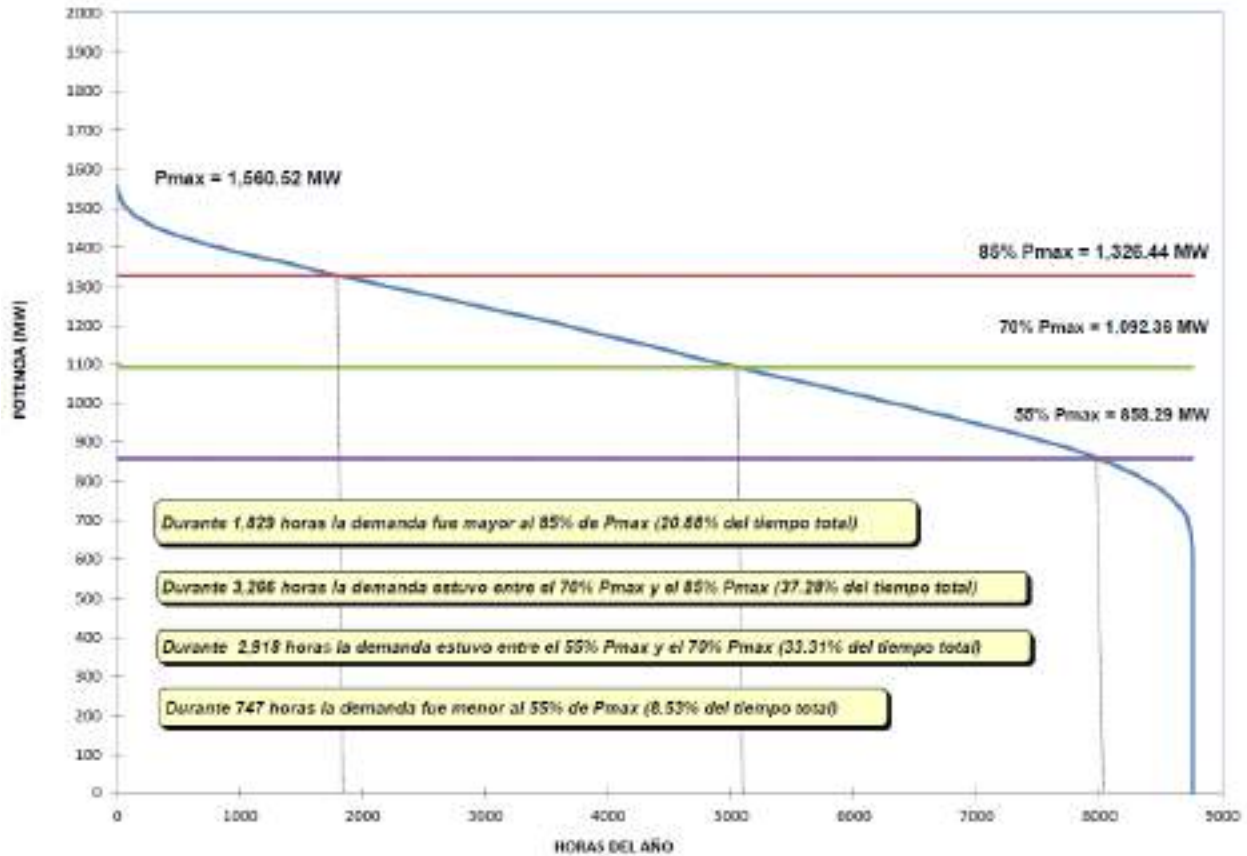


Figura 4-1 Curva de carga año 2017

Fuente: Dirección de planificación de ENEE, 2018¹¹

Al observar la distribución de la demanda durante el año, se observa que las demandas máximas ocurren durante los meses de marzo y mayo (ver Figura 4-2), mientras que el resto del año se mantiene relativamente estable.

¹¹ Consultada en [http://www.enee.hn/planificacion/2018/CURVA-CARGA-17%20\(21-02-18\)-A.pdf](http://www.enee.hn/planificacion/2018/CURVA-CARGA-17%20(21-02-18)-A.pdf) durante Marzo de 2019

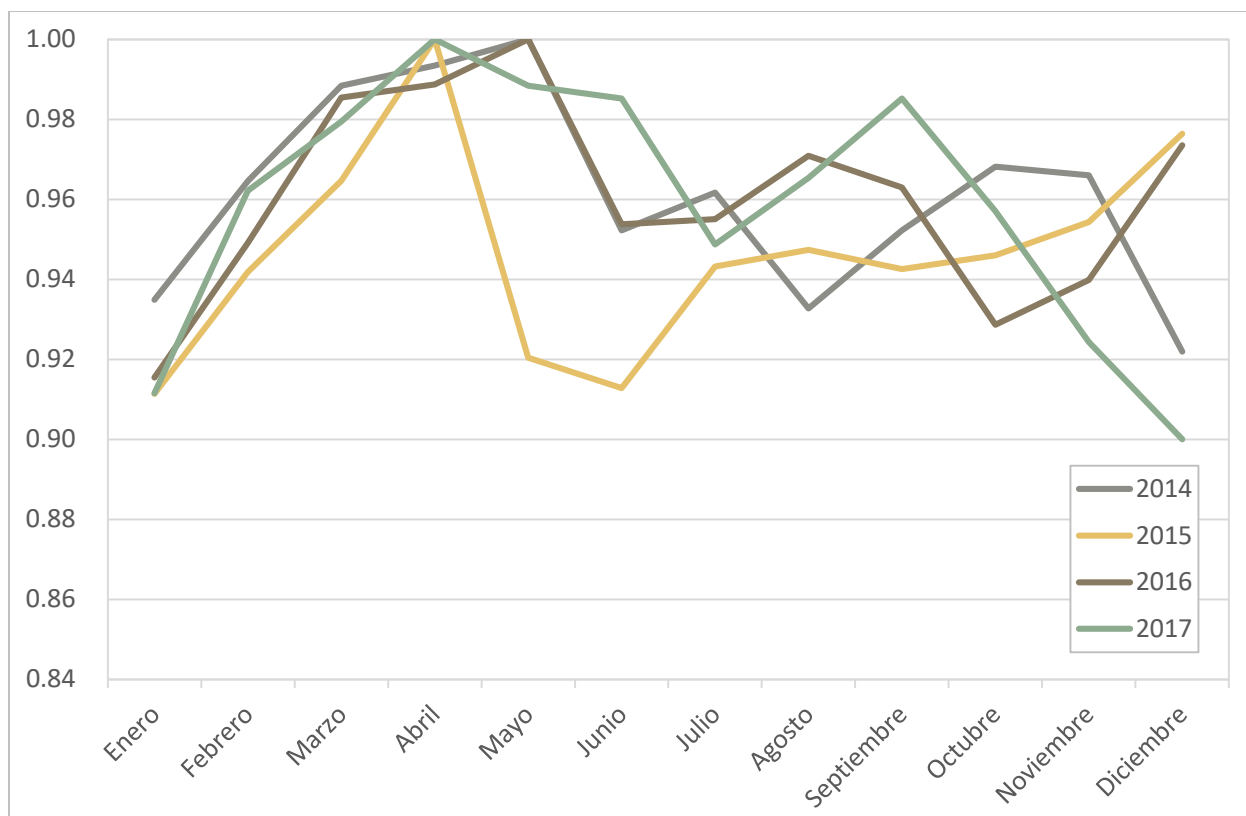


Figura 4-2 Demanda mensual máxima relativa del sistema [Demanda máxima mensual=1]

Fuente: Elaboración propia en base a (ENEE, 2016a, 2018a)

Respecto a la proyección de demanda, la ENEE cuenta proyecciones hasta el año 2033 las cuales estiman un crecimiento significativo, con tasas de crecimiento anuales superior al 5% (ENEE, 2018b). El análisis sectorial de las proyecciones apunta a que el principal crecimiento se espera en el sector residencial e industrial con tasas promedios anuales superiores al 7% (ver Tabla 4-2). El rápido crecimiento del sector residencial se traduce en que mantiene su relevancia sobre el consumo total, lo cual implica que no se espera grandes variaciones respecto a la curva de carga. Más aún, las proyecciones realizadas consideran un factor de carga constante e igual a 69.9% consistente con la hipótesis de que no se esperan cambios relevantes en el tipo de consumo futuro.

Tabla 4-2 Proyección de demanda para años seleccionados [GWh/año]

| Sector | 2020 | 2025 | 2030 | 2033 | 2050 |
|--------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Residencial | 2,784 | 3,846 | 5,480 | 6,865 | 10,900 |
| Comercial | 1,823 | 2,240 | 2,670 | 2,931 | 4,232 |
| Industrial | 915 | 1,329 | 1,874 | 2,298 | 3,771 |
| Altos Consumidores | 750 | 930 | 1,121 | 1,240 | 1,898 |
| Alumbrado Público | 277 | 328 | 386 | 422 | 626 |
| Otros (G, E.A., M) | 394 | 454 | 518 | 559 | 713 |
| Total | 6,943 | 9,127 | 12,049 | 14,315 | 22,140 |

G,E.A., M: Gobierno, Entes Autónomos y Municipal

Fuente: Elaboración propia, hasta el año 2033 en base a (ENEE, 2018b), para el año 2050 se asume que se mantiene la tendencia lineal.

4.1.3 Capacidad instalada

En el año 2017 la capacidad instalada alcanza los 2,571 MW, lo que de acuerdo a los boletines estadísticos significa un crecimiento de 693 MW (37%) respecto a la capacidad instalada en el año 2014 (ver Tabla 4-3). La mayor parte de las centrales instaladas corresponden a centrales fotovoltaicas (451 MW), biomasa (83 MW) y eólicas (73 MW). Las centrales instaladas en el país corresponden a centrales con tamaño menor a 50 MW. La excepción es la central Becosa, la cual tiene 60 MW y opera en base a carbón.

Tabla 4-3 Capacidad instalada [MW] según tipo de planta para años 2014 y 2017

| Tipo de Planta | 2014 | | 2017 | |
|---|--------------|---------------|--------------|---------------|
| Hidráulica- Regulación anual/Plurianual | 359 | 19.1% | 357 | 13.9% |
| Hidráulica - Regulación diaria/horaria | 265 | 14.1% | 319 | 12.4% |
| Térmica – Diésel/Petróleo | 937 | 49.9% | 875 | 34.0% |
| Térmica - Carbón | 43 | 2.3% | 100 | 3.9% |
| Térmica - Biomasa | 123 | 6.6% | 210 | 8.2% |
| Eólica | 152 | 8.1% | 225 | 8.8% |
| Fotovoltaica | - | 0.0% | 451 | 17.5% |
| Geotérmica | - | 0.0% | 35 | 1.4% |
| Total | 1,879 | 100.0% | 2,571 | 100.0% |

Fuente: Elaboración propia en base a (ENEE, 2016a, 2018a)

De acuerdo al “Plan Estratégico ENEE 2016-2020” (ENEE, 2016b) en el período 2018-2023 se espera que la nueva capacidad de centrales tradicionales provenga principalmente de centrales hídricas con regulación corta (ver Tabla 4-4). Este plan de expansión base será complementado por la instalación de otras unidades cuya instalación se puede realizar en el corto plazo, como es el caso de centrales fotovoltaicas y eólicas.

Tabla 4-4 Expansión esperada de capacidad [MW] por tecnología

| Tipo de Planta | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|-----------|------------|-----------|------------|----------|------------|
| Hidráulica- Regulación anual/Plurianual | | 160 | | | | |
| Hidráulica -regulación diaria/horaria | 3 | 48 | 98 | 173 | | 420 |
| Térmica – Diésel/Petróleo | 24 | | | | | |
| Total | 27 | 208 | 98 | 173 | - | 420 |

Fuente: Elaboración propia en base a (ENEE, 2016b)

4.1.4 Generación eléctrica

En la Tabla 4-5 se presenta la generación, así como su peso y factor de planta observado para los años 2014 y 2017, observándose una diferencia de 900 [GWh], lo que equivale a un crecimiento anual de la generación de 3.5%, menor al crecimiento anual promedio de la demanda de 3.8%. Esto se explicaría por una reducción de las pérdidas, las cuales son bastante altas. Para el año 2017, se observa que existe una amplia diferencia entre la demanda y la generación, equivalente a 2,757 [GWh] - 30.8% de la generación total. Esto cubre, las pérdidas de transmisión, distribución y consumos propios.

Tabla 4-5 Generación [MWh] y factor de planta por tipo de planta para 2014 y 2017

| Tipo de Planta | 2014 | | | 2017 | | |
|---|------------------|-------------|------|------------------|-------------|------|
| | Generación | % total | F P | Generación | % total | F P |
| Hidráulica- Regulación anual/Plurianual | 1,308,700 | 16% | 0.42 | 1,426,407 | 16% | 0.46 |
| Hidráulica -regulación diaria/horaria | 1,280,100 | 16% | 0.55 | 1,660,284 | 19% | 0.59 |
| Térmica – Diésel/FO | 4,520,600 | 56% | 0.55 | 3,203,911 | 36% | 0.42 |
| Térmica - Carbón | 109,700 | 1% | 0.29 | 144,607 | 2% | 0.17 |
| Térmica - Biomasa | 173,700 | 2% | 0.16 | 599,684 | 7% | 0.33 |
| Eólica | 396,900 | 5% | 0.30 | 578,086 | 6% | 0.29 |
| Fotovoltaica | - | 0% | - | 923,712 | 10% | 0.23 |
| Geotérmica | - | 0% | - | 92,585 | 1% | 0.30 |
| Importaciones | 278,500 | 3% | | 328,571 | 4% | |
| Total | 8,068,200 | 100% | | 8,957,847 | 100% | |

Fuente: Elaboración propia en base a (ENEE, 2016b)

Se observa que existe cierta estabilidad en los factores de planta¹² de las centrales hidráulicas. Por su parte, se destaca que las centrales de diésel y bunker tiene un factor de planta más alto que las centrales a carbón, situación que no se espera en un sistema sin limitaciones de combustible. La baja disponibilidad de generación a carbón no es una situación que necesariamente se prolongará en el tiempo. Con respecto a las centrales intermitentes, como la solar y la eólica, se observa un factor de planta promedio entre 0.2 y 0.3, que calza con lo observado en otros países. Por último, la central geotérmica cuenta con un factor de planta promedio de 0.3 durante el año 2017. Es probable que este factor responda a condiciones temporales, pues es normal que este tipo de sistemas cuente con factores de planta bastante mayores.

¹² El factor de planta es un indicador de la operación de la planta y se estima como la generación efectiva respecto de la máxima generación potencial en un periodo de tiempo, en este caso un año.

A partir, de los factores de planta observados para el año 2017, se proyectan la disponibilidad máxima de las centrales en el tiempo. Para las centrales en base a energías renovables se considera que las centrales están operando limitadas por la disponibilidad natural de los recursos - de esta forma se espera que la disponibilidad futura sea equivalente al factor de planta observado en el año 2017. La excepción es la central geotérmica, que comenzó sus operaciones durante el año 2017 y, por lo tanto, tiene un factor de planta artificialmente bajo. Para el largo plazo se considera una disponibilidad de 0.8 para esta tecnología. Cabe destacar que para las energías renovables con mayor variabilidad – centrales eólicas y fotovoltaicas – se generaron curvas de disponibilidad para cada bloque simulado, con el objetivo de representar la variabilidad natural del recurso.

Respecto a los factores de planta de las centrales térmicas de combustible fósil, llama la atención el bajo factor de planta de las centrales carbón, el cual probablemente responde a una baja disponibilidad del recurso. Es esperable que en el tiempo las limitaciones sobre este recurso se reduzcan, por lo cual se realiza una modelación que estima que hasta el año 2020 se mantenga una disponibilidad de 0.2 la cual aumente linealmente hasta 0.8 el año 2040, lo cual reflejaría una normalización en el suministro del combustible en el futuro.

4.2 Resultados de proyección para Honduras

4.2.1 Proyección de la capacidad instalada

En la Figura 4-3 se presenta los resultados de la modelación de la capacidad instalada para el sistema eléctrico de Honduras para tres años seleccionados, bajo los diferentes escenarios de tasas de impuesto. De forma transversal, se observa que la capacidad instalada crece de forma similar impulsada por el alto crecimiento de la demanda desde cerca de los 2,500 [MW] del año base hasta el rango de 4,600-5,000 [MW] año 2030, y hasta el rango 8,000-8,600 [MW] el 2050. Esto representa un crecimiento de la capacidad instalada, equivalente a una tasa de crecimiento promedio anual de 3.5%-3.7%.

Se puede observar que, para un mismo año, se presenta una tendencia a aumentar la capacidad instalada cuando hay un mayor impuesto. Lo anterior se explica pues en la medida que la tasa impositiva es mayor, resultan más atractivas las alternativas renovables con un factor de planta bajo –centrales eólicas y solar FV - por sobre tecnologías fósiles con un factor de planta más alto. Lo anterior implica que para sustituir la generación de una unidad base a combustible fósil no basta con la instalación de una unidad renovable de la misma potencia, sino que se requiere una combinación de centrales que sean capaces de suplir la generación reemplazada en cada uno de los bloques de demanda. En particular se observa como las tecnologías renovables desplazan la instalación de centrales basadas en gas natural.

Es de interés destacar que para el año 2050 la menor capacidad se da en el escenario con la tasa impositiva más alta. Lo anterior se explica puesto que la combinación de un crecimiento de demanda alto como el de Honduras, en conjunto con una alta tasa impositiva, resulta en que el

modelo priorice centrales renovables con factor de planta alto – Solar CSP - que, aunque sean más costosa desde el punto de vista de la inversión, resultan en menores costos totales que instalar centrales basadas en combustibles fósiles. Dado que se trata de un modelo de optimización con perfecta capacidad predictiva, se genera un efecto interesante donde, a partir del año 2030, se comienza a invertir menos en capacidad solar FV siendo desplazada por solar CSP que permite la generación en bloques que la solar FV no tiene generación, resultando más competitiva.

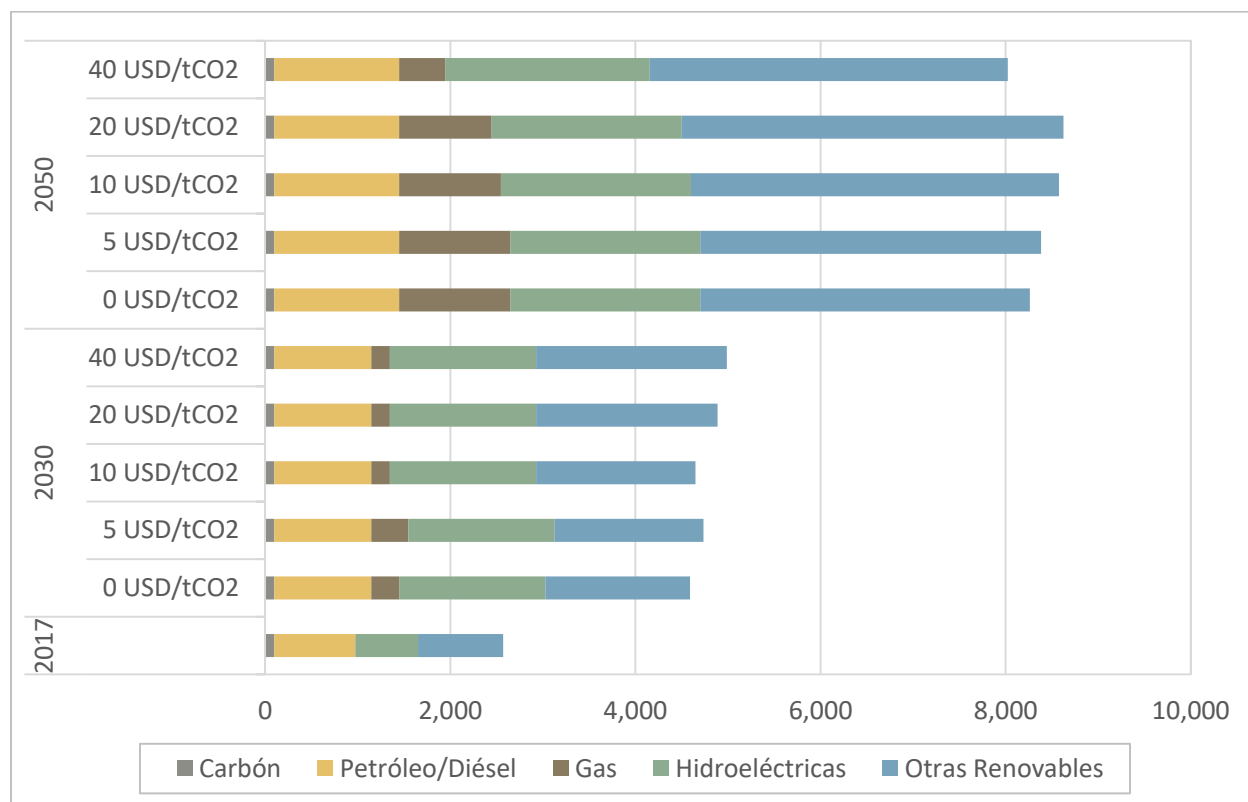


Figura 4-3 Capacidad total instalada [MW] en cada año según escenario de tasa de impuesto

Fuente: Elaboración propia

También se puede observar que la capacidad instalada asociada a hidroeléctricas y diésel se mantiene prácticamente constante para todos los escenarios de tasa de impuesto. Esto nos indica que el impuesto no es una restricción activa al momento de decidir la capacidad instalada de ambos tipos de central. En el caso de la capacidad instalada hidroeléctrica, esta no aumenta en el año 2030 para un escenario con mayor la tasa de impuesto. Esto último responde a la combinación de su mayor costo de inversión con respecto a otras tecnologías, y no a las restricciones de lugares para su instalación.

Para el año 2030 se puede observar que tanto la capacidad instalada en base a gas, como aquella en base a energías renovables, cambian según la tasa de impuesto. Para 5 [USD/tCO₂], el modelo propone ampliar la capacidad instalada en base a gas. Esto se debe a que, si la tasa aumenta de

0 a 5 [USD/tCO₂], el modelo propone aumentar la capacidad instalada en energías renovables, y para compensar su factor de planta es necesario instalar una planta adicional de gas que supla la demanda en los periodos en que las renovables no pueden generar. Cabe destacar que en comparación con el caso base se observa una disminución de las centrales diésel nuevas, lo cual obedece al impulso de las centrales a gas. Cabe destacar que el modelo incluye restricciones al tamaño mínimo de las centrales, lo cual, si bien afecta la velocidad de cálculo, permite evitar situaciones poco realistas como la entrada de micro centrales a gas natural.

En cambio, si la tasa es superior a 5 USD/tCO₂, el modelo propone ampliar la capacidad instalada total en base a energías renovables, manteniendo constante los demás tipos de centrales. De esta forma se aumentaría la generación proveniente de energías renovables, y la capacidad instalada de no renovables se usa para satisfacer la demanda cuando los recursos eólicos o solar no generan.

4.2.2 Proyección de generación

La generación total crece sostenidamente, en línea con el crecimiento de la demanda eléctrica, desde los 8.6 mil [GWh] hasta superar los 25 mil [GWh]. Dado que se trata de un modelo impulsado por una demanda exógena, la generación total es invariante entre los diferentes escenarios, variando solamente la fuente de la generación entre las diferentes tipologías disponibles, tal como se aprecia en la Figura 4-4.

La Figura 4-4 muestra una alta disminución de la proporción de generación en base a petróleo entre el año base y el 2030, en el escenario base. Esto se asocia que dicha generación tiene el mayor costo de operación y es desplazada por tecnologías renovables o a gas, incluso sin necesidad de un impuesto a sus emisiones. Esto se potencia por la incorporación de centrales hidroeléctricas que están actualmente en construcción (ver Tabla 4-4), cuya generación termina de desplazar la generación de combustibles basados en petróleo. La generación en base a combustible fósil disminuye constantemente (barra gris, amarilla y café) en los escenarios de mayor impuesto.

La participación de las hidroeléctricas en 2030 se mantiene prácticamente constante en torno al 55% de la generación total para diferentes valores del impuesto, siendo despachada en su máximo nivel. Respecto al resto de la generación, se observa un *trade-off* entre la generación en base a gas y petróleo y la generación en base a energías renovables. A mayor impuesto, mayor es la generación en base a energías renovables y menor la generación en base a gas y petróleo. Esto tiene relación con la capacidad instalada, dado que la operación de las centrales fósiles tiene un costo de combustible que, independiente de la tasa impositiva, hace que el costo de operación de generación sea mayor en las centrales fósiles que en las demás centrales.

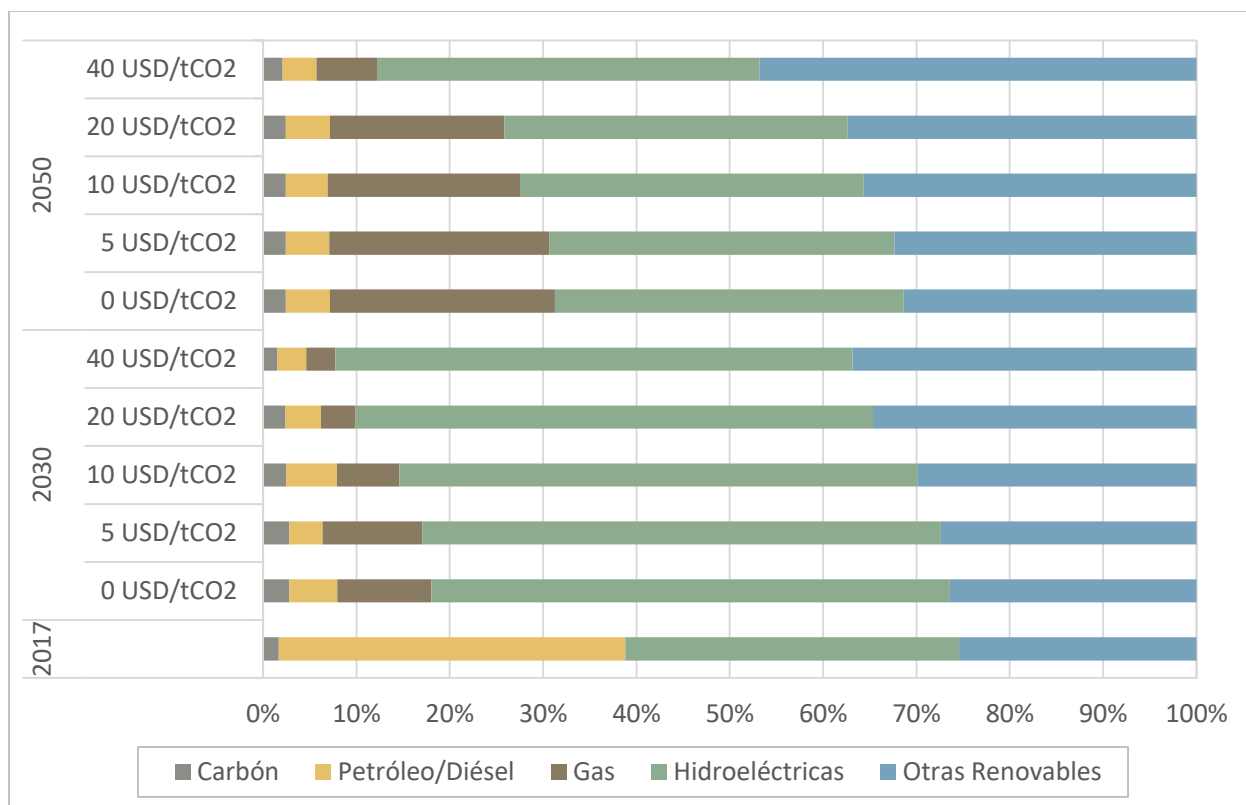


Figura 4-4 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono

Fuente: Elaboración propia

Para el año 2050 se observa un cambio considerable en la proporción de generación en base a gas entre el escenario tasa de impuesto de 20 USD/tCO₂ y de 40 USD/tCO₂. Esto ocurre ya que, a la mayor tasa, es rentable invertir en energía solar CSP. Esta tecnología no es rentable para los otros escenarios de tasa de impuesto. Además, en el escenario de mayor tasa de impuesto se observa una mayor generación en base a hidroeléctrica ya que ese caso se compensa la inversión en un embalse de mayor tamaño.

Para comprender de mejor forma la interacción entre la capacidad instalada y la generación, es posible realizar un análisis por cada uno de los bloques de generación. En la Figura 4-5 y Figura 4-6 se observa el despacho en el año 2050 para los diferentes escenarios en dos bloques: uno en plena noche, y otro en el bloque con mayor disponibilidad de energía solar. En la Figura 4-5, se observa como en la medida que aumenta la tasa impositiva disminuye la generación nocturna en base a combustibles fósiles, en un principio esto sucede principalmente en base a un aumento de la capacidad de generación eólica, pero con una tasa impositiva suficientemente alta, la tecnología solar CSP se hace rentable, desplazando de forma importante la generación en base a gas natural. Sin embargo, esta misma entrada de solar CSP tiene como efecto un leve aumento de la generación a gas natural durante el día (ver Figura 4-6) en comparación con los escenarios intermedios de precio del carbono. En este caso al haber aumentado la instalación de centrales eólicas y solar CSP, se desplazó la instalación de centrales fotovoltaicas, por lo que parte de la

generación que en escenarios intermedio es cubierta por centrales fotovoltaicas nuevas, es cubierta por las centrales a gas natural existentes.

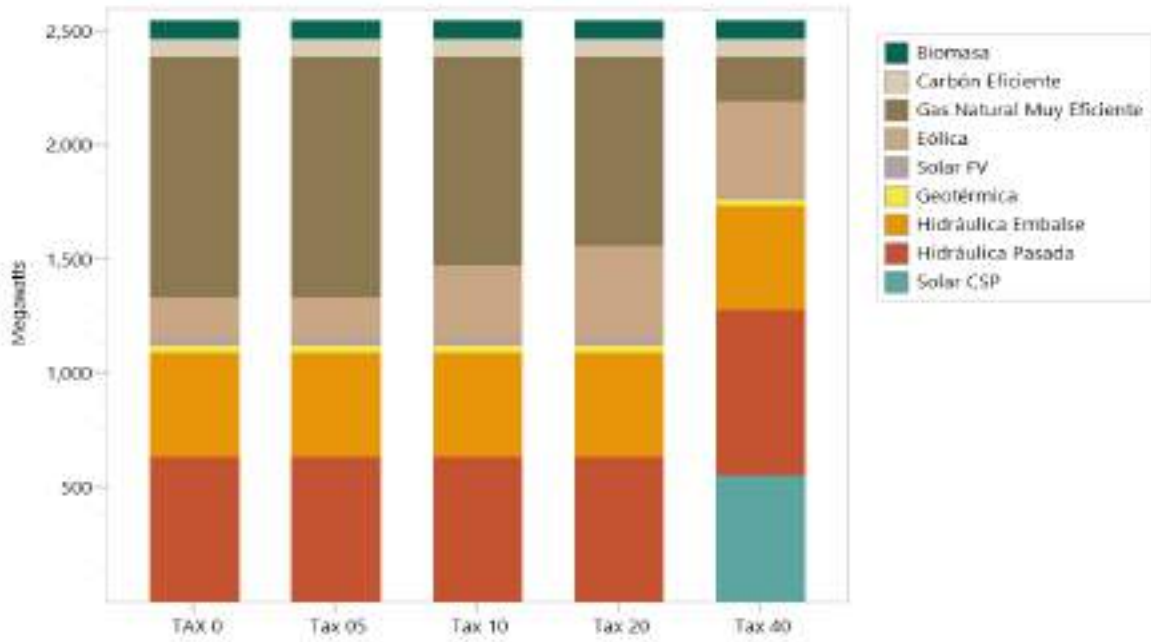


Figura 4-5 Potencia media [MW] despachada en bloque 22hr-6hr durante verano año 2050

Fuente: Elaboración propia

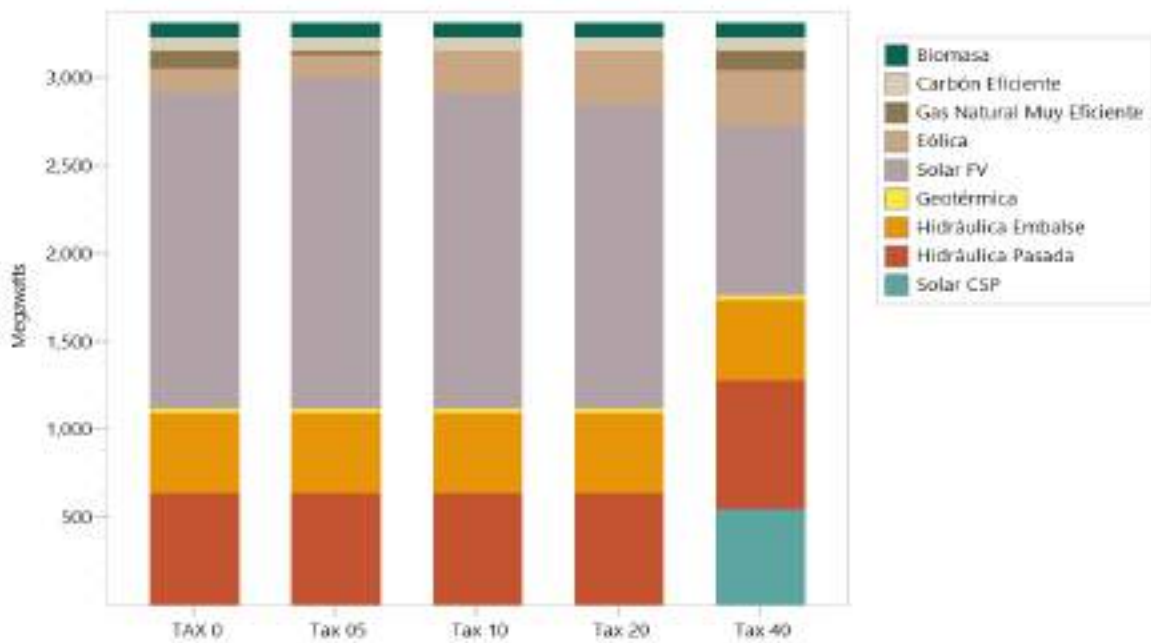


Figura 4-6 Potencia media [MW] despachada en bloque 13hr-15hr durante verano año 2050

Fuente: Elaboración propia

4.2.3 Proyección de emisiones de GEI

En la Figura 4-7 se puede observar las emisiones de gases efecto invernadero en el tiempo según cada escenario de tasa de impuesto. En todos los escenarios se coincide en una disminución hasta el año 2023. Esto se explica debido a la entrada en funcionamiento en ese año de una central hidroeléctrica de 420 MW que ya está en construcción. Además, en todos los escenarios se observa una disminución de las emisiones a partir del año 2039 y hasta el año 2041. Esto se explica en que en el año 2039 comenzaría a operar una central de embalse propuesta por el modelo como parte de la distribución óptima en la generación de energía.

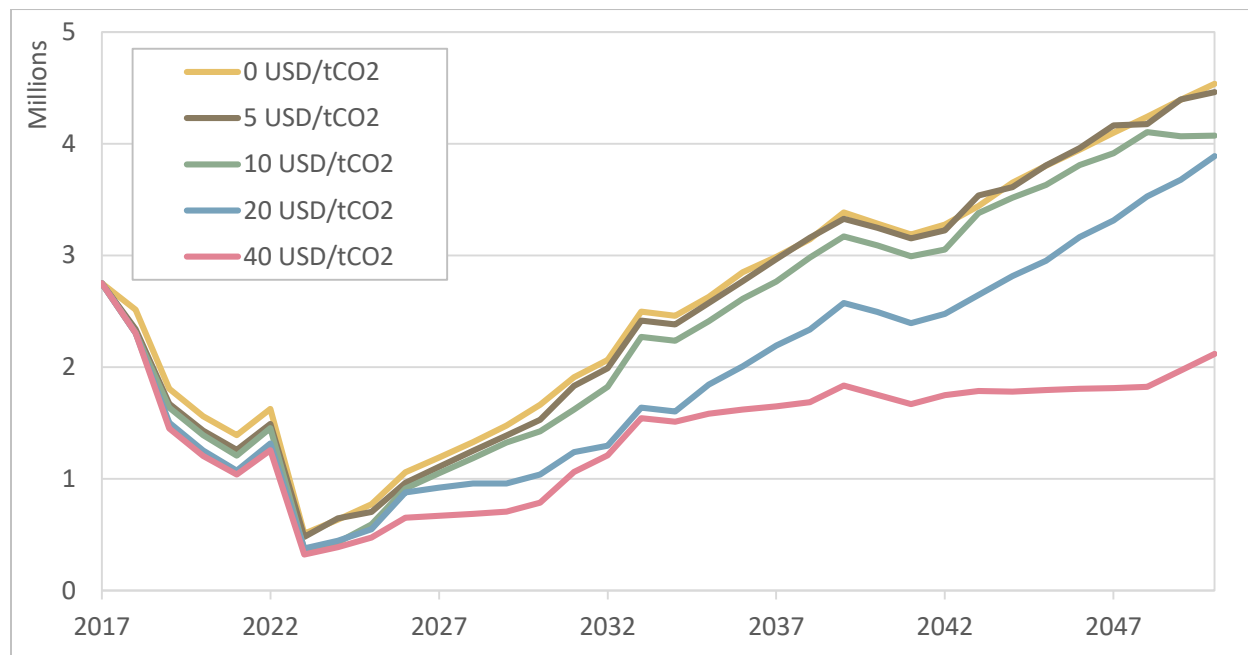


Figura 4-7 Emisiones de GEI [tCO₂e] según escenario

Fuente: Elaboración propia

Además, se puede observar que, en un escenario de mayor tasa de impuesto, a partir del año 2035 las emisiones GEI aumentan considerablemente menos que en los demás escenarios. Esto se explica en que en ese año comenzaría a funcionar una central de energía solar CSP. Esta inversión no se considera como óptima en los demás escenarios ya que la tasa de impuesto no afectaría lo suficiente a las centrales en base a combustibles fósiles, mientras que en el escenario con una tasa de impuesto de 40 USD/tCO₂ la instalación de esta tipología de generación, permite el desplazamiento de parte importante de la generación fósil durante la noche.

4.2.4 Indicadores resumen

En la Tabla 4-6 se describe los efectos en la recaudación de impuesto, la reducción en emisiones de GEI y aumento en el costo de la energía (sin considerar el pago del impuesto) en cada caso,

con respecto al escenario sin impuesto. La forma de cálculo de los indicadores es explicitada en la metodología descrita en la Sección 3.2.2.

Tabla 4-6 Indicadores generales de Honduras, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | VP Costo de Reducción del Sistema [MUSD2018] | VP Recaudación de Impuesto [MUSD2018] | Emisiones Totales en el Periodo [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones Totales [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
|--|--|---------------------------------------|---|--|------------------------------------|---|
| 0 | 0.00 | 0.00 | 77.46 | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 5.18 | 67.44 | 75.75 | 1.70 | 2.20% | 3.04 |
| 10 | 15.15 | 127.39 | 71.60 | 5.86 | 7.57% | 2.58 |
| 20 | 49.18 | 219.14 | 59.77 | 17.69 | 22.83% | 2.78 |
| 40 | 117.71 | 372.20 | 43.62 | 33.84 | 43.69% | 3.48 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-7 Indicadores 2030 y 2050 Honduras, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | 2030 | | 2050 | |
|--|------------------------------------|---|------------------------------------|---|
| | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
| 0 | 0.00% | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 8.10% | 12.60 | 1.65% | 0.50 |
| 10 | 14.43% | 8.72 | 10.19% | 0.65 |
| 20 | 37.57% | 8.29 | 14.24% | 0.67 |
| 40 | 52.73% | 9.14 | 53.30% | 1.51 |

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la recaudación de impuesto aumenta continuamente, sin embargo, es interesante observar que el aumento no es lineal con el aumento de la tasa impositiva. Lo anterior implica que el sistema eléctrico es sensible al cambio de tasa impositiva, logrando mayores reducciones con mayores tasas de impuesto. De esta forma si bien la tasa impositiva del carbono entre los escenarios aumenta con un factor de 2, la recaudación impuesto aumenta con un factor menor a 2.

Se observa, sin embargo, que el costo del sistema, considerando costos de inversión, fijos y de operación, aumenta en la medida que aumenta la tasa impositiva, lo que es más en la medida que la tasa impositiva aumenta el doble, el costo del sistema aumenta a más del doble. Lo anterior tiene relación con que es un sistema de optimización económico, y luego las primeras reducciones de emisiones son menos costosas que las reducciones siguientes. Estos rendimientos decrecientes se traducen en que los costos del sistema aumentan más rápido que las tasas impositivas.

Se puede observar que en todos los escenarios el impuesto recaudado es mayor que el aumento en el costo del sistema. Desde el punto de vista privado el costo total del impuesto en el sistema eléctrico corresponde a la suma del costo del sistema más el impuesto recaudado, sin embargo,

desde el punto de vista social se puede considerar que este impuesto es más bien una transferencia, la cual volvería a la sociedad en la forma del financiamiento de las políticas públicas.

Se observa que el costo medio de reducir una tonelada de CO₂ es mayor en los escenarios considerados de menor tasa de impuesto, así como el de mayor tasa de impuesto. Esto se explica porque para 5 [USD/tCO₂] conviene iniciar una transición a fuentes de energía más limpias, pero el efecto de la tasa de impuesto no es lo suficiente como para compensar una inversión mayor en energías renovables, tal como se observa en la trayectoria de emisiones anteriormente presentada en la Figura 4-7. Esto último se ve reflejado en la instalación de una planta a gas, que tiene menor emisión, pero un mayor costo de operación. Para los escenarios de tasa de impuesto de 10 y 20 [USD/tCO₂] si se compensa la inversión necesaria para generación en base a fuentes renovables, por ende, se generan las economías de escala asociadas y disminuye el costo medio de disminuir la emisión de una tonelada de CO₂. Para el escenario de tasa de impuesto de 40 [USD/tCO₂] aumenta el costo medio ya que en este escenario se vuelve rentable la inversión en generación solar CSP, tecnología que en los demás escenarios no es propuesta por el modelo.

5. Nicaragua

Este capítulo presenta los resultados de la implementación de la metodología descrita en el capítulo 3 para la República de Nicaragua. El capítulo se subdivide en dos secciones: (1) una descripción de la situación base de Honduras, y (2) los resultados de las proyecciones.

5.1 Situación base de Nicaragua

De acuerdo a los datos presentados por el Banco Mundial¹³, al año 2017 la población alcanza los 6.2 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 2,200 [USD2018/hab]. En contraste al año 2000 la población alcanzaba los 5 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 1000 [USD2018/hab]. Lo anterior se traduce en que el PIB nacional ha crecido con una tasa anual promedio de 6.02%, más rápido que la población que ha aumentado con una tasa anual promedio de 1.3%.

5.1.1 NDC de Nicaragua

El NDC de Nicaragua a la mitigación del Cambio Climático incluye los sectores Energía y UTCUTS.

En materia de energía, Nicaragua se compromete a incrementar el porcentaje de generación eléctrica por medio de otras fuentes de energías renovables (solar, eólica y biomasa) en un 60% al año 2030, lo cual representa un incremento del 35% en la participación de las energías renovables dentro de la matriz eléctrica nacional respecto al año 2007 (considerando que entre el año 2010 y el año 2017 la cobertura aumentó de 69.8% a 93.2%).

Las principales medidas que impulsará el Gobierno de Nicaragua en el sector UTCUTS, derivadas de la política nacional de cambio climático, son:

1. Propiciar la producción agroecológica.
2. Reducir las prácticas ganaderas extensivas e incorporación de bosques en tierras ociosas,
3. Desarrollo de plantaciones forestales, incorporación de árboles en fincas ganaderas (sistemas silvopecuarios),
4. Continuar incorporando el uso de biodigestores para el tratamiento de los desechos agropecuarios.
5. Restauración y conservación de los ecosistemas y sus servicios.
6. Prestar atención a la conservación y restauración en zonas de recarga hídrica, así como apoyar la implementación del Plan Nacional de los Recursos Hídricos.
7. Fortalecer la efectividad de manejo en las áreas protegidas y el uso sostenible de bosques húmedos y secos mediante el fortalecimiento, con inversiones en infraestructura.

¹³ <https://datos.bancomundial.org/pais/nicaragua>, consultado en Marzo 2019

8. Promover la restauración, conservación y uso racional de los humedales y manglares del Pacífico y Caribe de Nicaragua.
9. Implementar y vigilar el cumplimiento de la ley sobre la tala de los bosques de mangles, así como propiciar, facilitar e impulsar la reproducción y desarrollo de las plántulas de mangles.
10. Selección, por parte de los municipios, de espacios de bosques como centros de iniciativas ambientales, de educación y aprendizaje de jóvenes y adultos.
11. Otorgar prioridad a la regeneración natural del bosque en las tierras con vocación forestal.
12. Continuar con la implementación del Plan Maestro de Reforestación, dirigiendo los esfuerzos en sus cuatro objetivos:
 - a. Protección y recuperación de zonas de recarga hídrica y cuerpos de agua.
 - b. Reducción de riesgos a erosión y deslizamiento.
 - c. Aumento y/o mantenimiento de la biodiversidad en áreas protegidas y corredores biológicos.
 - d. Aporte a la economía local mediante sistemas agroforestales y establecimiento de plantaciones forestales con fines comerciales.
13. Garantizar la recolección y preservación de semillas de árboles típicos de cada tipo de bosque del país para lograr la reproducción en viveros, para evitar su extinción.

Por otra parte, con la implementación del programa de conservación de los bosques que entrará en vigencia entre 2019-2024, Nicaragua busca reducir las emisiones netas¹⁴ dentro de Áreas Protegidas en las Regiones Autónomas de la Costa Caribe de Nicaragua, en 11 millones de toneladas de CO_{2e}.

De esta forma, el principal compromiso de Nicaragua relacionado con el sector eléctrico corresponde al fomento de las energías renovables, buscando aumentar significativamente su participación en el sector eléctrico, presumiblemente desplazando el uso de tecnologías fósiles emisoras de GEI.

5.1.2 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica en Nicaragua ha crecido con una tasa anual promedio de 4.7% entre los años 2010 y 2018, aumentando la demanda desde los 2.39 [miles de GWh] a 3.46 [miles de GWh] (ver Tabla 5-1). Este pronunciado crecimiento se ha traducido también en un aumento sostenido de la demanda máxima, que pasó de 545 [MW] a 693 [MW] en el mismo periodo de tiempo.

¹⁴ De acuerdo al documento “Estrategia Nacional Neutralidad en la Degradación de las Tierras (NDT) – Hacia el 2030” (MARENA Nicaragua, 2018), este compromiso está asociada a la mejora de 1.1 millones de hectáreas deterioradas.

Tabla 5-1 Datos demanda eléctrica Nicaragua, 2010-2018

| Año | Ventas de electricidad [GWh] | Crecimiento | Demanda Máxima [MW] | Factor de Carga |
|------|------------------------------|-------------|---------------------|-----------------|
| 2010 | 2,392 | | 545 | 69.7 |
| 2011 | 2,552 | 6.7% | 559 | 68.5 |
| 2012 | 2,739 | 7.3% | 568 | 68.4 |
| 2013 | 2,854 | 4.2% | 594 | 69.1 |
| 2014 | 2,976 | 4.3% | 619 | 70.5 |
| 2015 | 3,150 | 5.8% | 668 | 71.6 |
| 2016 | 3,339 | 6.0% | 672 | 72.5 |
| 2017 | 3,450 | 3.3% | 680 | 67.3 |
| 2018 | 3,456 | 0.2% | 693 | 68.8 |

Fuente: Elaboración propia en base a (INE, 2018c, 2018b, 2019b)

Respecto a la desagregación sectorial de las ventas de energía, la Agencia Internacional de Energía cuenta con estimaciones propias. Las estimaciones cuentan con una leve desviación respecto a los datos provistos por el INE¹⁵, pero dan cuenta de la distribución del sector. Se observa que el consumo se aproxima a un tercio para los sectores residencial, industrial y comercial, mientras una pequeña fracción es consumida en el sector agrícola. Un consumo con una distribución sectorial del consumo como el presentado en la Tabla 5-2 suele contar con una curva de demanda horaria similar a la curva de Honduras, lo cual se respalda por un factor de carga similar (ver Tabla 5-1).

Tabla 5-2 Distribución sectorial del consumo eléctrico

| Año | Agricultura | Comercial | Industria | Residencial |
|------|-------------|-----------|-----------|-------------|
| 2010 | 2% | 30% | 36% | 31% |
| 2011 | 3% | 29% | 36% | 33% |
| 2012 | 3% | 28% | 36% | 33% |
| 2013 | 3% | 32% | 33% | 32% |
| 2014 | 3% | 31% | 33% | 32% |
| 2015 | 3% | 31% | 33% | 32% |

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Agencia Internacional de Energía

Respecto a la proyección de la demanda eléctrica, en el “Plan de Expansión de la Transmisión Eléctrica - Periodo 2016-2029” (ENATREL, 2016), se estima un crecimiento anual promedio hasta el año 2029 de 4.72%. Esta tasa está en el orden de lo observado en el periodo 2010-2018, donde la tasa promedio de crecimiento anual es de 4.71%.

5.1.3 Capacidad instalada

En la Tabla 5-3 se presenta la capacidad efectiva instalada para los años 2010 y 2018. Se observa que hubo una expansión neta del sistema de 203 [MW] (21.9%) en el periodo. Esta expansión fue

¹⁵ Al año 2015 la diferencia absoluta entre los datos del INE y las estimaciones de la AIE es de 246 [GWh].

liderada por la instalación de unidades en base a energía renovable, destacando 109 [MW] de energía eólica. Por su parte, la capacidad efectiva reportada de centrales a combustibles fósiles ha disminuido, aunque siguen representando un poco más del 50% de la capacidad efectiva instalada en el sistema.

Tabla 5-3 Capacidad efectiva instalada [MW], año 2010 y año 2018

| Tipo de Planta | 2010 | | 2018 | |
|----------------------|------------|---------------|--------------|---------------|
| Hidroeléctrica | 106 | 11.4% | 109 | 9.6% |
| Térmica - Diésel/FO6 | 619 | 66.9% | 581 | 51.5% |
| Térmica - Biomasa | 103 | 11.2% | 168 | 14.9% |
| Eólica | 61 | 6.6% | 170 | 15.1% |
| Fotovoltaica | - | 0.0% | 13 | 1.2% |
| Geotérmica | 37 | 4.0% | 87 | 7.7% |
| Total | 926 | 100.0% | 1,128 | 100.0% |

Fuente: Elaboración propia en base a (INE, 2018a, 2019a)

Respecto a la expansión comprometida, no se cuenta con antecedentes de ningún proyecto con una capacidad comprometida relevante que vaya a ser instalado en los próximos años.

5.1.4 Generación eléctrica

En la Tabla 5-4 se presenta la generación eléctrica observada en el año 2010 y 2018, observándose que en dicho período la generación aumento en un 27.2% desde 3.66 [miles de GWh] a 4.65 [miles de GWh]. También se observa que existen diferencias significativas entre la demanda de electricidad y la generación de electricidad, esta diferencia responde a la combinación de las pérdidas de transmisión, distribución y consumos propios de las centrales. En el año 2018 esta diferencia alcanzó los 1.2 [miles de GWh], lo cual representa el 34.6% de la demanda eléctrica.

En la Tabla 5-4 se observa como la el sistema eléctrico de Nicaragua ha disminuido la proporción de su generación proveniente de combustibles fósiles, pasando de un 63% a un 41%. Por su parte, la generación eólica y geotérmica han sido las que más han aumentado llegando a cubrir, entre las dos, un tercio de la generación total del sistema. También se destaca el crecimiento de la generación de biomasa que aumento de forma significativa la generación aumentando en un 82% su generación.

Tabla 5-4 Generación [MWh] y factor de planta promedio por tipo de planta para 2010 y 2018

| Tipo de Planta | 2010 | | | 2018 | | |
|-----------------------------|------------------|-------------|------|------------------|-------------|------|
| | Gen. | Dist. | F.P. | Gen. | Dist. | F.P. |
| Hidroeléctrica | 503,152 | 14% | 0.54 | 410,896 | 9% | 0.43 |
| Térmica - Diésel/FO6 | 2,305,773 | 63% | 0.43 | 1,914,879 | 41% | 0.38 |
| Térmica - Biomasa | 384,648 | 12% | 0.43 | 701,735 | 15% | 0.48 |
| Eólica | 163,392 | 4% | 0.31 | 800,387 | 17% | 0.54 |
| Fotovoltaica | - | 0% | - | 24,198 | 1% | 0.21 |
| Geotérmica | 302,108 | 8% | 0.94 | 801,318 | 17% | 1.05 |
| Total | 3,659,072 | 100% | | 4,653,412 | 100% | |

Fuente: Elaboración propia en base a (INE, 2018b, 2019b)

Respecto a los factores de planta, llama la atención la variación de los factores de planta de la hidroelectricidad, que cayó en 11 puntos al comparar entre los años 2010 y 2018. Asimismo, es destacable los valores de factores de planta de las centrales eólicas y geotérmicas, ambas por sobre los valores esperados. Dicho efecto podría deberse en parte a una desactualización en la capacidad efectiva instalada, sugiriendo que podría ser más alta que la reportada en la Tabla 5-3.

5.2 Resultados de proyección para Nicaragua

5.2.1 Proyección de la capacidad instalada

En la Figura 5-1 se presentan los resultados de la modelación de la capacidad instalada para el sistema eléctrico de Nicaragua, bajo los diferentes escenarios de tasas de impuesto. De forma transversal, se observa que la capacidad instalada crece de forma similar impulsada por el alto crecimiento de la demanda desde cerca de los 1,100 [MW] del año base hasta el rango de 2,500-2,700 [MW] año 2030, y hasta el rango 5,100-5,600 [MW] el 2050. Esto representa un crecimiento de la capacidad instalada, equivalente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4.8%-5.1%.

Este crecimiento se basa en el aumento en la capacidad instalada de plantas de energías renovables, impulsado por un aumento de las plantas de energía eólica y fotovoltaica. Además, se observa la instalación de capacidad a gas natural, e incluso de carbón, cuya magnitud varía con la tasa de impuesto. Sin embargo, la proporción en que se instalan centrales de este tipo varía dependiendo del escenario de tasa impositiva de carbono utilizada.

Para el 2030, se observa que la capacidad total varía levemente según escenario de tasa impositiva. Lo anterior se explicaría que por lo exigido del sistema que implica que haya poco margen de opciones en las decisiones de inversión. A pesar de esto, se observa que existen ciertas variaciones interesantes. Por ejemplo, para el escenario con tasa impositiva 10 [USD/tCO₂] se observa la mayor instalación de centrales a gas. Si bien en principio, esto puede resultar contraitutivo, dado que estas centrales emiten GEI, esto resulta de la solución del modelo que decide el adelantamiento de las centrales de este tipo con el objetivo de poder entregar la generación necesaria en los momentos de baja generación intermitente (noche y bajo viento).

Mayores diferencias en la capacidad instalada se observan en el 2050, observándose diferencias no sólo en los cronogramas de entrada de las diferentes centrales, sino que observándose diferencias en el mix de tipologías de centrales entrantes. En la medida que la tasa impositiva se refleja en el *trade-off* entre la cantidad de capacidad instalada de gas natural y de energías renovables, principalmente capacidad instalada de las tipologías eólica, solar FV y solar CSP.

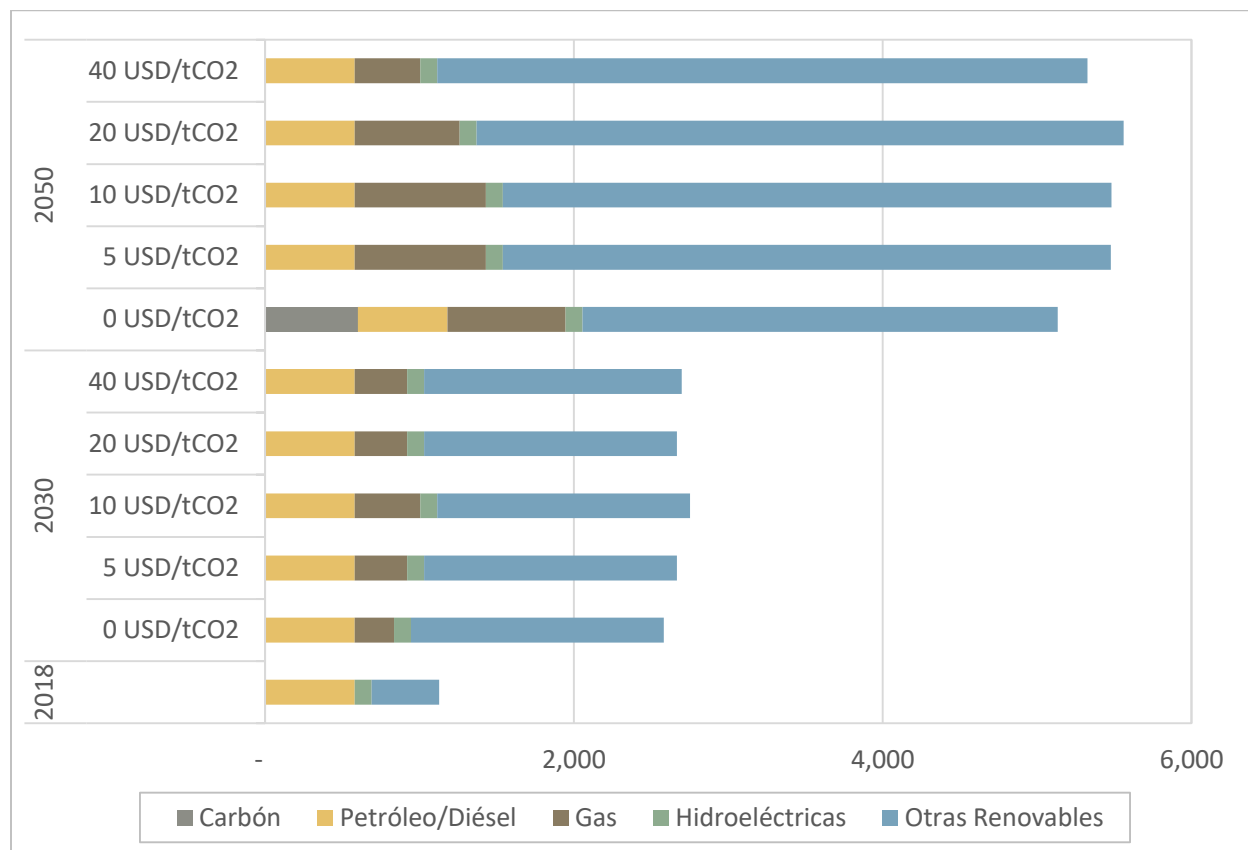


Figura 5-1 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono

Fuente: Elaboración propia

Este *trade-off* se acentúa en el año 2050, donde se observan variaciones aún más relevantes. Se observa que, con tasas bajas, menores a 10 [USD/tCO₂], favorecen la instalación de gas natural, así como respaldo principal de las centrales renovables con bajo factor de planta. Sin embargo, para tasas impositivas mayores se observa como una fracción de la capacidad a instalar gas natural es desplazada por la instalación de capacidad de centrales solares CSP. Respecto a las tecnologías eólicas y solar FV, la proyección de demanda es tan alta que estas tecnologías son instaladas masivamente en todos los escenarios, destacándose que en la medida que aumenta la instalación de capacidad solar CSP, parte de la demanda de día es cubierta por este tipo de centrales, desplazando instalaciones solares FV, lo que resulta en una reducción de la capacidad instalada total, que se observa en el escenario con mayor tasa impositiva de carbono.

5.2.2 Proyección de generación

La generación total creció sostenidamente, en línea con el crecimiento de la demanda eléctrica supuesto, desde los 4.6 [miles de GWh] hasta superar los 20.4 [miles de GWh]. Dado que se trata de un modelo impulsado por una demanda exógena, la generación total es invariante entre los diferentes escenarios, variando solamente la fuente de la generación entre las diferentes tipologías disponibles, tal como se aprecia en la Figura 4-4.

Se observa un crecimiento de la participación de energías renovables al comparar el año 2018 y 2030. Bajo una lógica similar a la descrita para capacidad instalada, el modelo privilegia el uso de energías renovables debido a su bajo costo de operación y a la ausencia de emisiones que involucran costos de impuestos, así como la instalación y operación de centrales a gas natural por sobre el uso de la capacidad petróleo/diésel ya instalada. Al año 2030, no se observan grandes diferencias en término de la proporción de la electricidad generada con combustible fósil entre los diferentes escenarios, salvo para el escenario con una tasa de [40 USD/tCO₂], donde ya se instalan y operan centrales solares CSP, que permitan desplazar no sólo la generación a petróleo/diésel, sino que también la generación a gas natural.

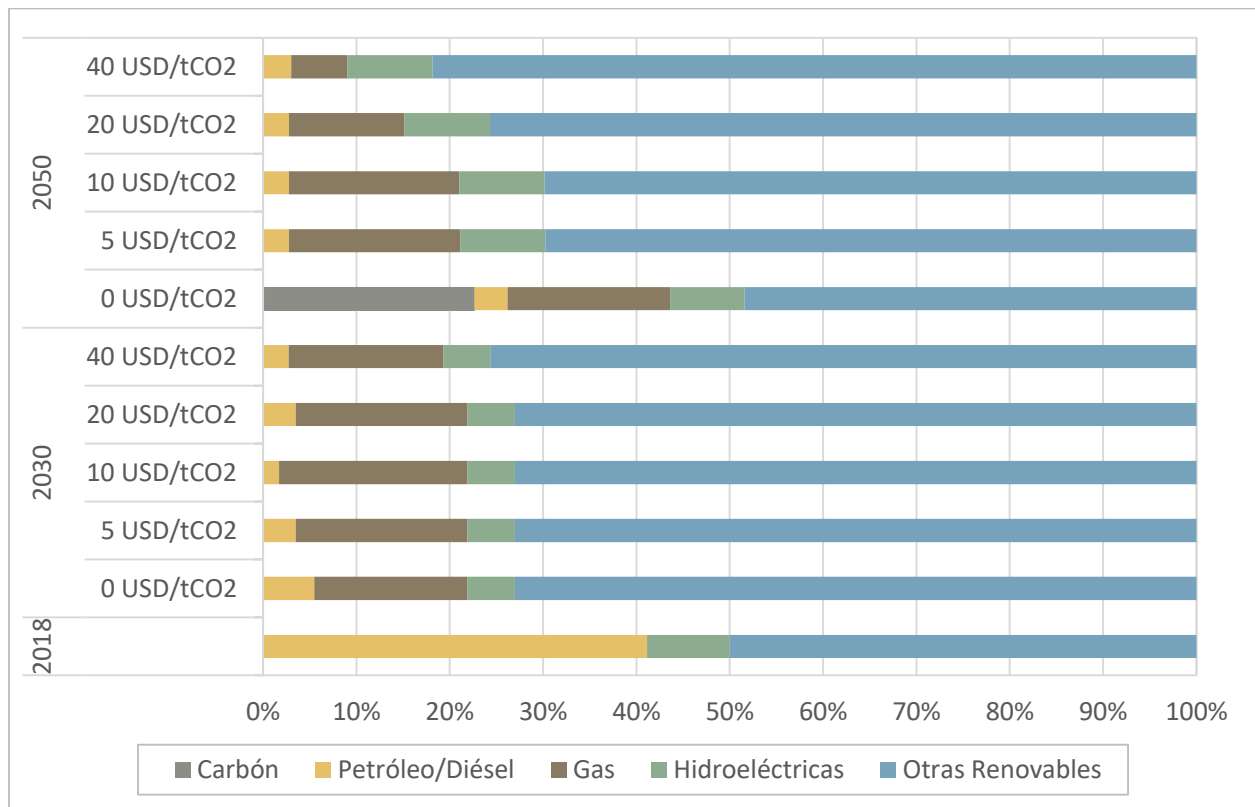


Figura 5-2 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono

Fuente: Elaboración propia

Al año 2050, se observan mayores diferencias entre los escenarios. La principal diferencia es que una tasa impositiva al carbono evitaría la generación en centrales de carbón, siendo sustituida

por un mix de tecnologías que varía según el escenario. De esta forma se observa que a partir de los 10 [USD/tCO₂] disminuye de forma relevante la generación a gas natural, siendo desplazada por un mix de energías renovables, que incluye principalmente solar CSP y geotermia.

Para comprender de mejor forma la interacción entre la capacidad instalada y la generación, es posible realizar un análisis por cada uno de los bloques de generación. En la Figura 5-3 y Figura 5-4 se observa el despacho en el año 2050 para los diferentes escenarios en dos bloques: uno en el momento de menor demanda (plena noche), y otro en el bloque con mayor demanda. En la Figura 5-3 se observa como en la medida que aumenta la tasa impositiva disminuye la generación en base a combustibles fósiles hasta ser completamente por centrales renovables. Se observa como con en los primeros escenarios el carbón es desplazado por centrales solares CSP, pero en la medida que el impuesto aumenta, el gas natural comienza a ser desplazado por este tipo de tecnología. Sin embargo, esta entrada de centrales solares CSP no alcanza la magnitud suficiente para desplazar la totalidad de la generación en base a combustibles fósiles en el peak de demanda, lo cual se traduce que en estos bloques se debe recurrir a la generación en base a la capacidad instalada de diésel y gas natural (ver Figura 5-4).

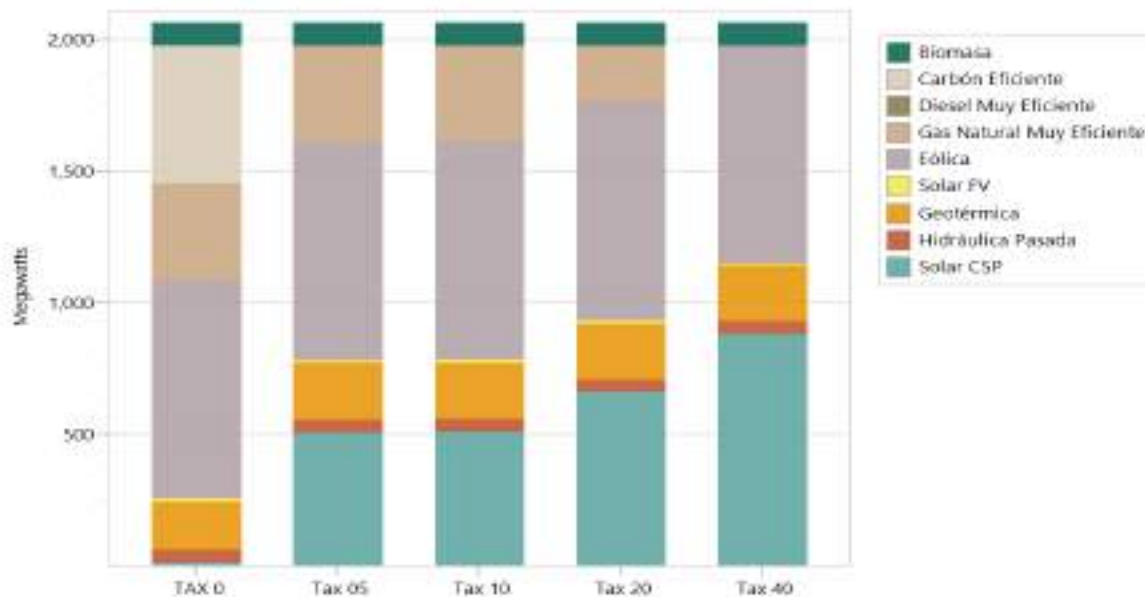


Figura 5-3 Potencia media [MW] despachada en bloque 22hr-06hr durante verano año 2050

Fuente: Elaboración propia

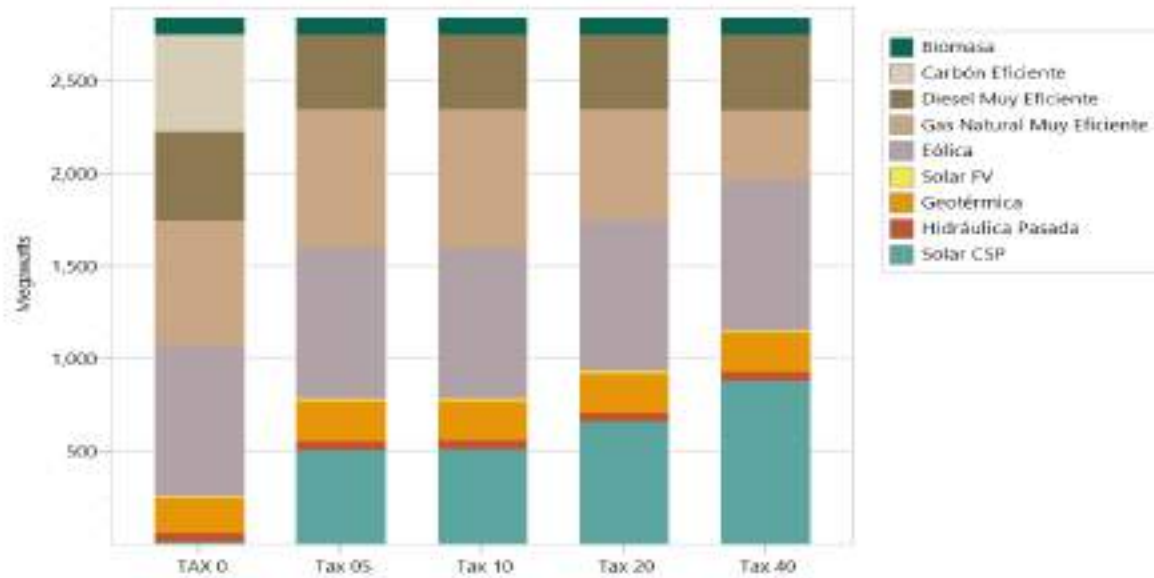


Figura 5-4 Potencia media [MW] despachada en bloque 19hr-21hr durante verano 2050

Fuente: Elaboración propia

5.2.3 Proyección de emisiones de GEI

En la Figura 5-5 se presentan las emisiones anuales de GEI para cada escenario de precio de carbono a lo largo el horizonte de evaluación. Para los primeros años de modelación, las emisiones de GEI se mantienen similares, bajando levemente a medida que aumenta el precio del carbono. Esto ocurre porque el modelo sugiere la generación mediante plantas de energías renovables. Bajo este escenario, no hay aumento de emisiones sino disminución y mantención hasta el año 2030.

Llama la atención el acoplamiento de las trayectorias de emisiones de los diferentes escenarios, que en gran parte del horizonte de estudio sólo divergen por cronogramas de instalación de centrales diferentes. Lo anterior responde al nivel de exigencia que tiene el sistema que resulta en que el modelo opte por la instalación de toda la nueva capacidad económica disponible, lo cual resulta en que el sistema eléctrico no sea sensible a cambios menores en la tasa impositiva del carbono.

A partir de 2030 los escenarios se diferencian, siendo más sensibles las emisiones del sistema a la tasa impositiva. Dichas diferencias llegan a su punto más extremo en el año 2050, observándose un aumento sostenido de las emisiones de GEI asociadas a la generación en base a carbón en el escenario base, las cuales contrastan con la sustitución de esta generación por gas natural y centrales solares CSP (ver Figura 5-2).

Por último, se puede observar que, a excepción del escenario de precio mayor, la curva de emisiones de GEI continua en ascenso independiente del alto porcentaje de energía producida por fuentes de energía renovable. Este escenario se debe al aumento constante de la demanda energética, por lo que la generación neta de energía por fuentes emisoras de GEI continua en ascenso para estos casos.

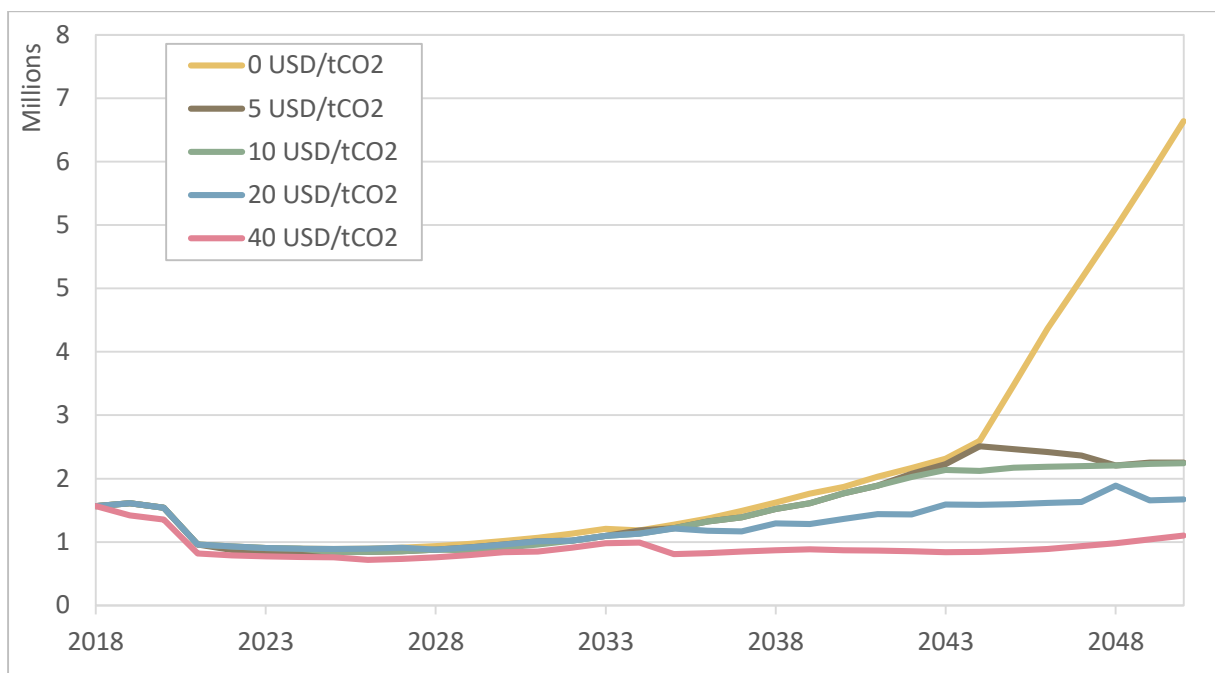


Figura 5-5 Emisiones de GEI [tCO₂e] según escenario

Fuente: Elaboración propia

5.2.4 Indicadores resumen

En la Tabla 5-5 se describe los efectos en la recaudación de impuesto, la reducción en emisiones de GEI y aumento en el costo de la energía sin considerar impuesto, en cada caso con respecto al escenario sin impuesto. La forma de cálculo de los indicadores es explicitada en la metodología descrita en la Sección 3.2.2.

Tabla 5-5 Indicadores generales de Nicaragua, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | VP Costo de Reducción del Sistema [MUSD2018] | VP Recaudación de Impuesto [MUSD2018] | Emisiones Totales en el Periodo [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones Totales [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones Totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
|--|--|---------------------------------------|---|--|------------------------------------|---|
| 0 | 0.00 | 0.00 | 63.43 | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 8.82 | 45.50 | 44.42 | 19.01 | 29.96% | 0.46 |
| 10 | 9.35 | 90.50 | 43.26 | 20.17 | 31.80% | 0.46 |
| 20 | 17.44 | 173.29 | 37.56 | 25.87 | 40.79% | 0.67 |
| 40 | 86.94 | 279.28 | 27.12 | 36.31 | 57.25% | 2.39 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5-6 Indicadores 2030 y 2050 Nicaragua, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | 2030 | | 2050 | |
|--|------------------------------------|---|------------------------------------|---|
| | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
| 0 | 0.00% | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 5.39% | 3.44 | 70.49% | 0.14 |
| 10 | 10.15% | 7.63 | 70.62% | 0.15 |
| 20 | 5.39% | 3.44 | 78.08% | 0.21 |
| 40 | 17.14% | 16.23 | 85.61% | 0.36 |

Fuente: Elaboración propia

Se observa que los resultados de los escenarios de menor tasa impositiva, 5 y 10[USD/tCO₂], son similares, resultando en una variación de costo menor y reducciones muy similares, que responden fundamentalmente a variaciones menores en los cronogramas de inversión de las diferentes tecnologías.

El escenario de 20 [USD/tCO₂] presenta algunas variaciones, con una mayor inversión producto de la mayor instalación de capacidad solar CSP, que desplaza parte de la instalación de la capacidad instalada de gas natural. El escenario más agresivo en cuanto a la tasa impositiva del carbono, resulta ser el más costoso, pero también el que logra mayores desviaciones en término de emisiones, desplazado la generación con combustibles fósiles durante algunos bloques de operación.

En general, se puede observar que, a diferencia de los indicadores en otros países estudiados existe mayor linealidad entre la tasa impositiva y la recaudación de impuesto. Lo anterior es una señal de que el sistema eléctrico, si bien es sensible frente a una tasa impositiva pequeña de 5 [USD/tCO₂], esta sensibilidad no cambia al para escenarios de tasas menores a 20 [USD/tCO₂]. Al observar las emisiones de GEI en la Figura 5-5 se observa como el escenario base es

prácticamente igual a los escenarios con tasa hasta 10 [USD/tCO₂] hasta el año 2044, mientras que el escenario de 20 [USD/tCO₂] se diferencia posteriormente al año 2030.

Respecto al costo del sistema, considerando costos de inversión, fijos y de operación, aumenta en la medida que aumenta la tasa impositiva, lo cual está en línea de lo esperado en la medida que se hace necesario alejarse de los resultados óptimos considerados en el escenario base. Se puede observar que en todos los escenarios el impuesto recaudado es mayor que el aumento en el costo del sistema. Desde el punto de vista privado el costo total del impuesto en el sistema eléctrico corresponde a la suma del costo del sistema más el impuesto recaudado, sin embargo, desde el punto de vista social se puede considerar que este impuesto es más bien una transferencia, la cual volvería a la sociedad en la forma del financiamiento de las políticas públicas.

6. Costa Rica

Este capítulo presenta los resultados de la implementación de la metodología descrita en el capítulo 3 para la República de Costa Rica. El capítulo se subdivide en dos secciones: (1) una descripción de la situación base de Honduras, y (2) los resultados de las proyecciones.

6.1 Situación base de Costa Rica

De acuerdo a los datos presentados por el Banco Mundial¹⁶, al año 2017 la población alcanza los 4.9 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 11,690 [USD2018/hab]. En contraste al año 2000 la población alcanzaba los 3.9 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 3,050 [USD2018/hab]. Lo anterior se traduce en que el PIB nacional ha crecido con una tasa anual promedio de 8.22%, más rápido que la población que ha aumentado con una tasa anual promedio de 1.35%.

6.1.1 NDC de Costa Rica

Costa Rica se compromete a un máximo absoluto de emisiones de 9,374,000 [tCO₂e] netas al 2030, lo cual implica una reducción de emisiones de GEI de 44%, comparado con un escenario BAU. Esto representa una reducción de emisiones de GEI de 25% contrapuesto con las emisiones de 2012. A continuación, se describen las medidas y objetivos a nivel sectorial que Costa Rica pretende impulsar para cumplir con su compromiso de reducción.

En el Sector Energía, el VII Plan nacional de energía 2015-2030 de Costa Rica, define como prioridad la eficiencia energética y la generación distribuida. En esta línea, las opciones de mitigación apuntan a la reducción en la demanda de energía y las consecuentes emisiones de GEI, además de la descarbonización del suministro de energía. La meta aspiracional de este sector es alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable al 2030.

El sector agropecuario es el segundo mayor generador de emisiones compuestas de Costa Rica, siendo en su mayoría de óxido nitroso y de metano. El Gobierno de Costa Rica procura lograr la reducción en emisiones mediante medidas que ofrezcan oportunidades para el crecimiento del sector como proveedor de beneficios ambientales. Se plantea que el mercado podría tener un rol importante en el financiamiento a nivel de finca de aquellos esfuerzos adicionales de mitigación, con esquemas de pago por resultados, mediante la subasta de carbono y mecanismos financieros que incentiven las inversiones iniciales y garanticen la sostenibilidad financiera post cooperación internacional.

Asimismo, el Gobierno de Costa Rica señala que se deberá ampliar la disponibilidad de crédito y microcrédito e incentivos para el uso de energías limpias y de ahorro de agua, así como para el desarrollo de tecnologías bajas en emisiones para al sector agropecuario.

¹⁶ <https://datos.bancomundial.org/pais/costa-rica>, consultado en Marzo 2019

Respecto al sector residuos, los residuos sólidos son la tercera mayor fuente de emisiones en Costa Rica, y siguen en aumento. El Gobierno de Costa Rica estima que medidas vinculadas con los temas de construcción sostenible orientadas a la reducción de la huella de carbono tales como la reducción de residuos en el ciclo constructivo, aumento en el uso de madera, adopción de tecnologías, materiales y sistemas operativos climáticamente inteligentes combinadas con medidas de desarrollo urbano sostenible pueden generar reducciones significativas de emisiones. Entre las medidas de abatimiento que se evalúan se encuentran el fomento de la gestión integral de residuos, con separación en origen, y la ampliación de programas de reciclaje y compostaje de la fracción orgánica.

En particular a la generación eléctrica, se destaca la meta de alcanzar una generación eléctrica 100% renovable al año 2030, así como las medidas que pretenden reducir la demanda eléctrica.

6.1.2 Demanda eléctrica

En el “Informe Anual 2018 – Generación y Demanda” (Centro nacional de control de energía, 2019) se estima que el consumo de energía para el año 2018 alcanza los 11,114 [GWh]. Este consumo de energía declarado corresponde a la demanda eléctrica incluyendo parte de las pérdidas de transmisión y distribución. Es destacable que el consumo eléctrico en el periodo 2012 a 2018 (ver Tabla 6-1) no está creciendo a las tasas que está creciendo en otros países de la región como Honduras y Nicaragua (ver Sección 4.1.1 y Sección 5.1.1). Para el periodo 2012-2018 la tasa anual promedio de crecimiento es de 1.6%, siendo especialmente baja en los dos últimos años. En la misma línea la demanda máxima se ha mantenido en ordenes de crecimiento similares.

Tabla 6-1 Consumo eléctrico (demanda + pérdidas) [GWh], periodo 2012-2018

| Año | Consumo eléctrico | Crecimiento respecto al año anterior | Demanda Máxima [MW] |
|------|-------------------|--------------------------------------|---------------------|
| 2012 | 10,093 | | 1,593 |
| 2013 | 10,171 | 0.8% | 1,593 |
| 2014 | 10,323 | 1.5% | 1,632 |
| 2015 | 10,607 | 2.8% | 1,612 |
| 2016 | 10,932 | 3.1% | 1,674 |
| 2017 | 11,019 | 0.8% | 1,692 |
| 2018 | 11,114 | 0.9% | 1,716 |

Fuente: Elaboración propia en base a (Centro nacional de control de energía, 2019)

Las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía cuentan con mayor detalle respecto a la demanda sectorial de electricidad. En la Tabla 6-2 se presentan estas estimaciones para el periodo 2010 -2015, observándose que la suma del sector residencial y comercial significan el 76% del consumo eléctrico para el año 2015. De estos sectores, el sector comercial es el que ha implicado la mayor parte del crecimiento del periodo estudiado, aumentado su consumo en 556 [GWh] en 5 años.

Tabla 6-2 Demanda sectorial [GWh], periodo 2010-2015

| Año | Agricultura | Comercial | Industria | Sin especificar | Residencial | Total |
|------|-------------|-----------|-----------|-----------------|-------------|-------|
| 2010 | 312 | 3,004 | 1,828 | 64 | 3,356 | 8,564 |
| 2011 | 311 | 3,094 | 1,817 | 65 | 3,386 | 8,673 |
| 2012 | 320 | 3,265 | 1,892 | 68 | 3,474 | 9,019 |
| 2013 | 321 | 3,349 | 1,898 | 69 | 3,466 | 9,103 |
| 2014 | 314 | 3,450 | 1,858 | 69 | 3,516 | 9,207 |
| 2015 | 316 | 3,560 | 1,872 | 70 | 3,609 | 9,427 |

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Agencia Internacional de Energía

El factor de carga para el año 2018 fue de 0.74 (Centro nacional de control de energía, 2019), lo cual está en línea con una curva demanda similar a la curva de Honduras (ver Sección 4.1.1), cuyo factor de consumo es de 0.70.

6.1.3 Capacidad instalada

Respecto a la capacidad instalada, al año 2018 Costa Rica cuenta con un total de 3,617 [MW] de capacidad instalada. De este total, dos tercios corresponde a unidades hidroeléctricas. Seguido por 572 [MW] (16%) de centrales a combustibles fósiles y centrales eólicas (408 [MW] o 11%). De forma adicional, existen 207 [MW] en centrales geotérmicas, 53 [MW] en centrales a biomasa y 5 [MW] en centrales solares fotovoltaicas.

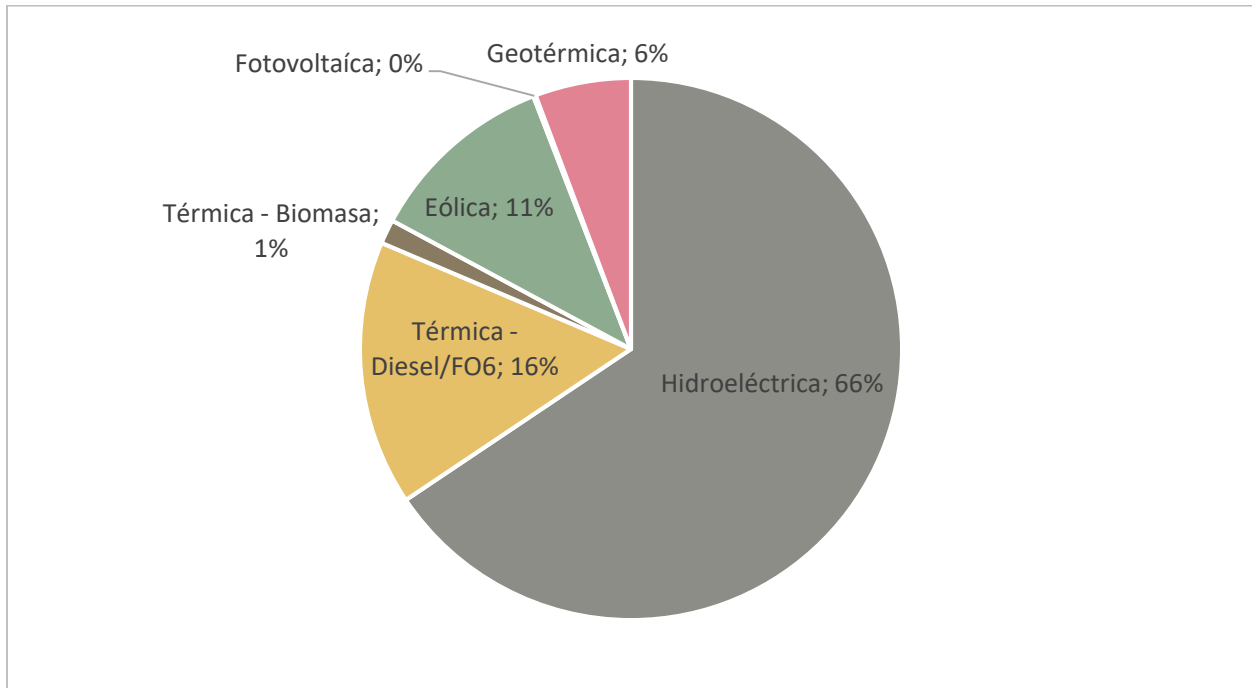


Figura 6-1 Capacidad instalada por tipo de planta 2018 [100%=3,617 MW]

Fuente: Elaboración propia en base a (Centro nacional de control de energía, 2019)

Respecto a la expansión comprometida del sistema no se cuenta con información respecto a expansiones significativas durante los próximos años.

6.1.1 Generación eléctrica

El año 2018 se generaron un total de 11,355 [GWh] siendo evento superior al consumo eléctrico declarado en la Tabla 6-1. Las diferencias se pueden atribuir en parte a pérdidas de transmisión y al consumo propio de las unidades generadoras.

Costa Rica cuenta con uno de los sistemas eléctricos con menor participación de generación no renovable del mundo. El año 2018 esta generación alcanzó 159 [GWh], representando sólo el 1.4% de la generación total del país. Por el contrario, la generación hidroeléctrica representó el 73% de la generación del país, seguido por la generación eólica y geotérmica que representan el 16% y 9%, respectivamente.

Tabla 6-3 Características de la generación [GWh], año 2018

| Tipo de Planta | 2018 | | |
|----------------------|---------------|-------------|------------------|
| | Generación | Porc. | Factor de Planta |
| Hidroeléctrica | 8,343 | 73% | 0.40 |
| Térmica - Diésel/FO6 | 159 | 1% | 0.03 |
| Térmica - Biomasa | 77 | 1% | 0.17 |
| Eólica | 1,799 | 16% | 0.50 |
| Fotovoltaica | 10 | 0% | 0.22 |
| Geotérmica | 969 | 9% | 0.53 |
| Total | 11,355 | 100% | |

Fuente: Elaboración propia en base a (Centro nacional de control de energía, 2019)

En la Tabla 6-3 se presenta el factor de planta, rescatándose los factores de planta de las centrales renovables. Estos factores de planta funcionan como una estimación para la disponibilidad de las centrales.

6.2 Resultados de proyección para Costa Rica

6.2.1 Proyección de la capacidad instalada

En la Figura 6-2 se presentan los resultados de la modelación de la capacidad instalada para el sistema eléctrico de Costa Rica, para tres años seleccionados bajo los diferentes escenarios de tasas de impuesto. De forma transversal, se observa que la capacidad instalada crece de forma similar impulsada por un crecimiento moderado de la demanda desde cerca de los 3,600 [MW] del año base hasta el rango de 4,200-4,400 [MW] año 2030, y hasta el rango 5,500-5,700 [MW] el 2050. Esto representa un crecimiento de la capacidad instalada, equivalente a una tasa de crecimiento promedio anual de 1.3%-1.4%.

En la Figura 6-2 se presenta la variación de capacidad instalada para distintos escenarios de tasa impositiva del carbono durante 2030 y 2050. Para 2030 se observa que el aumento de capacidad instalada vendría fundamentalmente de plantas de energías renovables. Para todos los

escenarios de precio del carbono durante 2030, a excepción del escenario de precio mayor, el aumento de energías renovables viene dado por un gran aumento de capacidad de solar FV, seguido por un aumento en la capacidad instalada eólica y un aumento menor en geotermia. Se observa la instalación de una planta a gas natural solamente en el escenario con mayor costo de precio al carbono, lo cual puede parecer poco intuitiva, sin embargo, se explicaría por los esfuerzos por desplazar la generación en base a centrales diésel, las cuales en este escenario se han vuelto aún más costosas, por una tecnología con un factor de planta alto y menores emisiones.

Para el año 2050 el aumento de capacidad se asocia a un gran crecimiento en la energía eólica, con un crecimiento de alrededor de 1,000 [MW] desde 2030. En la misma línea, crece la capacidad de energía fotovoltaica a una escala menor. Existe un *trade-off* entre las centrales a gas y las energías renovables: eólica y solar FV, en la medida que aumenta la tasa de impuesto al carbono se favorece la instalación de este tipo de centrales por sobre las centrales a gas. Este efecto se ve alterado con una tasa de impuesto muy alta, donde el nivel del impuesto es tal, que es más conveniente la instalación y operación de nueva capacidad a gas natural que el uso de la capacidad existente a diésel/petróleo, lo cual fomenta la instalación de capacidad a gas natural.

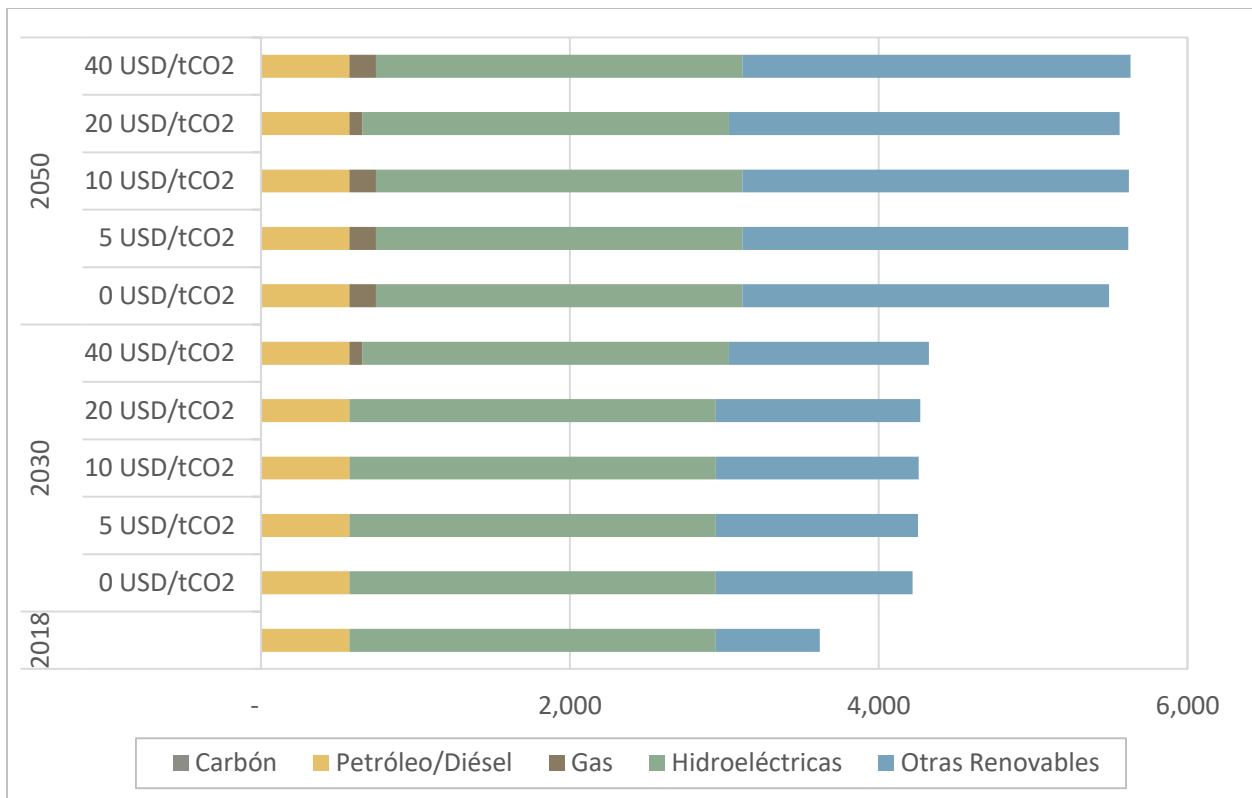


Figura 6-2 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono

Fuente: Elaboración propia

6.2.2 Proyección de generación

La generación total creció sostenidamente, en línea con el crecimiento de la demanda eléctrica supuesto, desde los 11.4 [miles de GWh] hasta superar los 18.8 [miles de GWh]. Dado que se trata de un modelo impulsado por una demanda exógena, la generación total es invariante entre los diferentes escenarios, variando solamente la fuente de la generación entre las diferentes tipologías disponibles, tal como se aprecia en la Figura 4-4.

En la Figura 6-3 se presenta la distribución de generación por año asociado a cada escenario de precio del carbono. Se observa que, a futuro, se proyecta que las energías renovables siguen abarcando la principal proporción de la generación, pero con un aumento fundamentalmente de centrales renovables no hídricas, impulsadas por la generación eólica y solar.

Los escenarios de precio del carbono para 2030 no presentan variaciones significativas, salvo una leve reducción de la generación diésel por un aumento de la generación eólica. Hasta una tasa de 20 [USD/tCO₂] se observa una tendencia a favorecer la capacidad eólica por sobre la capacidad solar FV, en la medida que la primera es capaz de desplazar la generación diésel en el bloque de mayor consumo, cuando la disponibilidad de las centrales solares FV se reduce por la falta del recurso base. Para el escenario de 40 [USD/tCO₂] se incluye la generación con centrales a gas natural que desplazan la generación diésel en estos bloques.

Para el año 2050, el comportamiento es análogo a lo ocurrido con la capacidad; dado el aumento en la demanda, fuentes con mayores factores de planta como las plantas de gas natural comienzan a formar parte del mix de generación. Las tendencias anteriores se mantienen, es decir, continua el aumento de generación por parte de energías renovables, compuesto por plantas de energía eólica en su mayoría. En adición, para el año 2050 existe un leve aumento en la generación por plantas hidroeléctricas, que comienza a bajar cuando se aplican impuestos dado que aumentan otras fuentes de energías renovables.

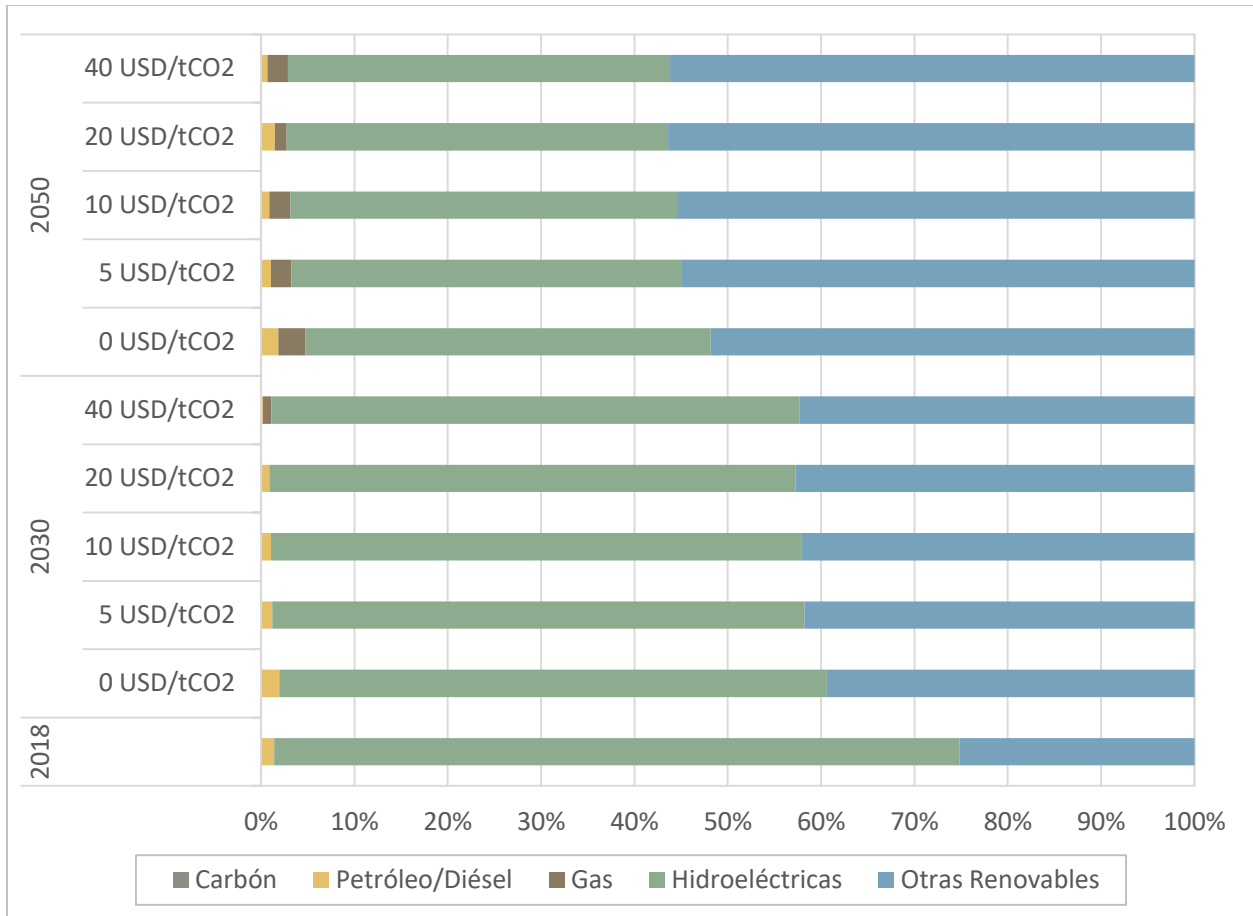


Figura 6-3 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6-4 y Figura 6-5 se presenta el despacho esperado para dos bloques del año 2050, los cuales buscan ayudar a explicar los resultados. Se observa que cuando se cuenta con alta disponibilidad solar, como en bloque presentado en la Figura 6-4, una pequeña tasa impositiva es suficiente para desplazar la totalidad de la generación fósil. Sin embargo, cuando no se cuenta con el recurso solar, como en el bloque presentado en la Figura 6-5, se observa que la capacidad instalada de las tipologías diferentes a la solar, no son suficiente para evitar la generación en base a combustibles fósiles. De esta forma el aumento de la tasa impositiva resulta en una menor participación de centrales de la tipología solar, por tecnologías como la eólica, que sí pueden ayudar a disminuir la participación de tecnologías más costosas durante los bloques sin disponibilidad solar. Este *trade-off* se observa hasta los 20 [USD/CO₂] donde un aumento de la tasa impositiva resulta en la inclusión de nueva capacidad instalada de gas natural que desplace la participación del diésel/petróleo.

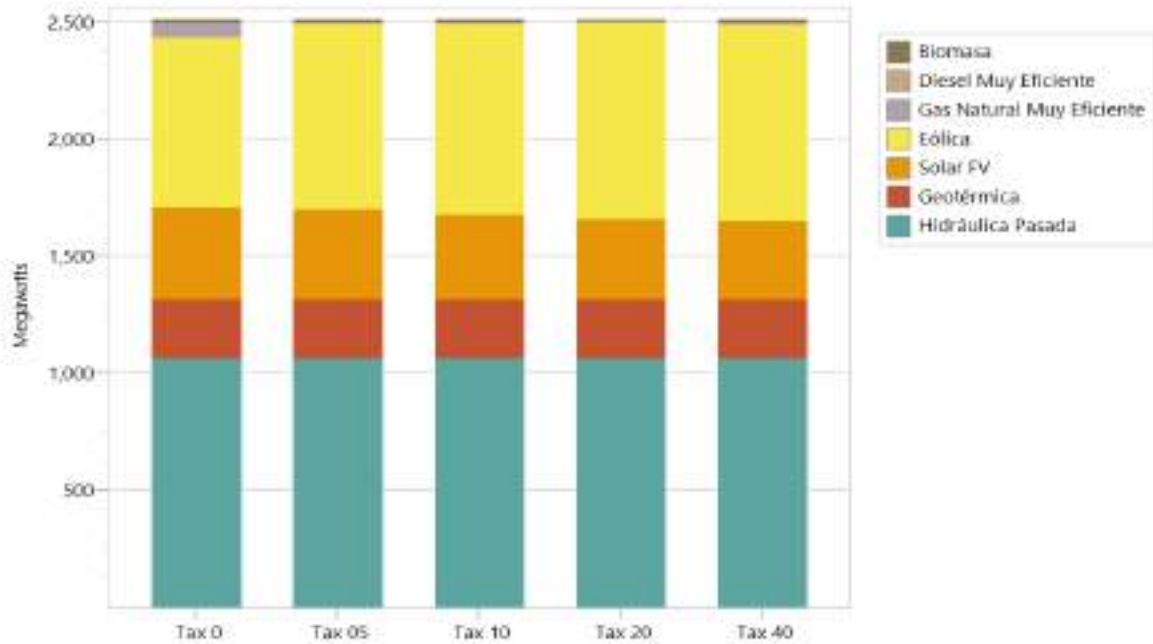


Figura 6-4 Potencia media [MW] despachada para bloque 9hr-14hr en verano el año 2050

Fuente: Elaboración propia

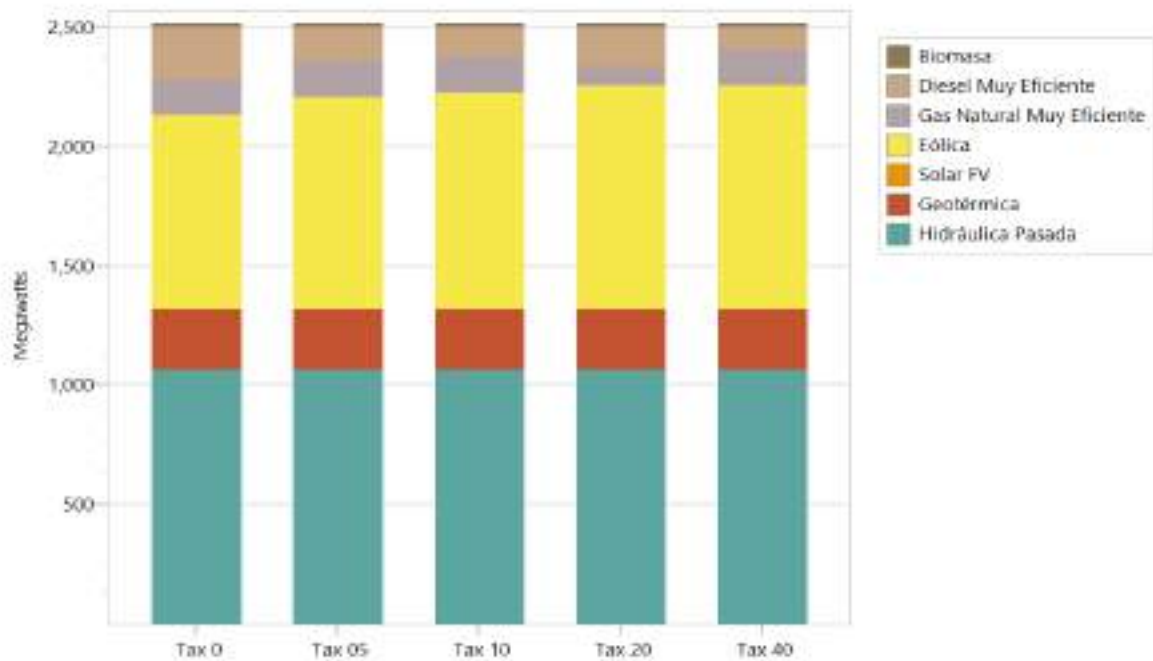


Figura 6-5 Potencia media [MW] despachada para bloque 18hr-20hr en verano el año 2050

Fuente: Elaboración propia

6.2.3 Proyección de emisiones de GEI

Se destaca que, dado el alto porcentaje de energías renovables utilizadas en Costa Rica, las emisiones de GEI se encuentran un orden de magnitud por debajo de los otros países analizados, lo que se debe considerar al momento de observar el gráfico.

Se observa que durante la década del 2020 las emisiones del escenario sin impuesto se desacoplan de los demás escenarios, las cuales se mantienen estables hasta mediados de la siguiente década. Este desacople, responde al mayor uso de la capacidad de gas natural instalada, sobre todo en los bloques horarios con menor recurso solar. Esta diferencia se acentúa durante el resto del horizonte de estudio.

Respecto a los demás escenarios, si bien son crecientes en término de emisiones, se mantienen con diferencias relativas entre ellos estables, observándose que lo baja de las emisiones hacen difícil que con los niveles de impuestos estudiados haya reducciones de mayor magnitud.

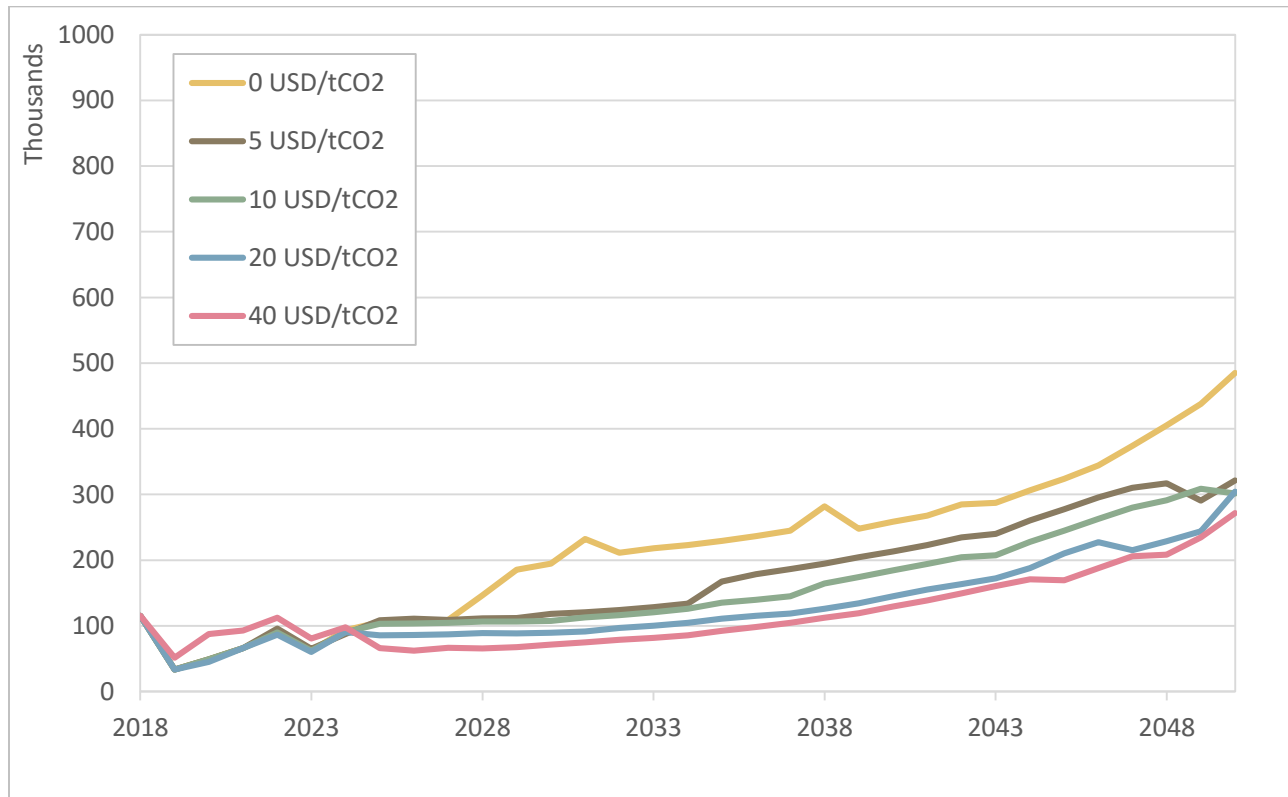


Figura 6-6 Emisiones de GEI [tCO₂e] según escenario

Fuente: Elaboración propia

6.2.4 Indicadores resumen

En la Tabla 6-4 se describen los efectos en la recaudación de impuesto, la reducción en emisiones de GEI y aumento en el costo de la energía sin considerar impuesto, en cada caso con respecto al escenario de la tasa de impuesto nulo. La forma de cálculo de los indicadores es explicitada en la metodología descrita en la Sección 3.2.2.

Tabla 6-4 Indicadores generales de Costa Rica, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | VP Costo de Reducción del Sistema [MUSD2018] | VP Recaudación de Impuesto [MUSD2018] | Emisiones Totales en el Periodo [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones Totales [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones Totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
|--|--|---------------------------------------|---|--|------------------------------------|---|
| 0 | 0.00 | 0.00 | 7.26 | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 0.84 | 4.79 | 5.60 | 1.65 | 22.78% | 0.51 |
| 10 | 1.69 | 8.86 | 5.08 | 2.18 | 29.99% | 0.78 |
| 20 | 4.78 | 15.34 | 4.28 | 2.98 | 41.09% | 1.60 |
| 40 | 22.79 | 30.95 | 3.91 | 3.34 | 46.07% | 6.81 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-5 Indicadores 2030 y 2050 Costa Rica, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | 2030 | | 2050 | |
|--|------------------------------------|---|------------------------------------|---|
| | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
| 0 | 0.00% | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 39.27% | 1.78 | 33.72% | -0.51 |
| 10 | 44.88% | 1.87 | 37.87% | -0.36 |
| 20 | 54.12% | 3.44 | 37.28% | -0.57 |
| 40 | 63.24% | 6.51 | 43.97% | -0.14 |

Fuente: Elaboración propia

Se observa que en la medida que aumenta la tasa impositiva, aumenta la recaudación impositiva, efecto que no es lineal puesto que las emisiones se reducen en la medida que aumentan las emisiones. Al respecto, se observa que la proporción entre las reducciones del escenario 5 y el escenario 40 es del orden de 1:2, mientras que el aumento de la tasa impositiva es de 1:8. Por su parte, el costo medio del sistema, considerando inversión, mantención y operación, aumenta de forma significativa, alcanzando el mayor costo medio de los países analizados. Lo anterior responde en parte a que el sistema de Costa Rica es muy bajo en emisiones, y reducir estas últimas emisiones implica sustituir generación en bloques puntuales, lo cual resulta en inversiones económicamente costosas como la instalación de centrales a gas natural.

Respecto al costo del sistema, considerando costos de inversión, fijos y de operación, aumenta en la medida que aumenta la tasa impositiva, lo cual está en línea de lo esperado en la medida que se hace necesario alejarse de los resultados óptimos considerados en el escenario base. Se puede observar que en todos los escenarios el impuesto recaudado es mayor que el aumento en

el costo del sistema, aunque en el escenario con mayor tasa impositiva este valor es similar. Desde el punto de vista privado el costo total del impuesto en el sistema eléctrico corresponde a la suma del costo del sistema más el impuesto recaudado, sin embargo, desde el punto de vista social se puede considerar que este impuesto es más bien una transferencia, la cual volvería a la sociedad en la forma del financiamiento de las políticas públicas.

7. Panamá

Este capítulo presenta los resultados de la implementación de la metodología descrita en el capítulo 3 para la República de Panamá. El capítulo se subdivide en dos secciones: (1) una descripción de la situación base de Honduras, y (2) los resultados de las proyecciones.

7.1 Situación base de Panamá

De acuerdo a los datos presentados por el Banco Mundial¹⁷, al año 2017 la población alcanza los 4.1 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 15,200 [USD2018/hab]. En contraste al año 2000 la población alcanzaba los 3.0 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 4,060 [USD2018/hab]. Lo anterior se traduce en que el PIB nacional ha crecido con una tasa anual promedio de 10.0%, más rápido que la población que ha aumentado con una tasa anual promedio de 1.85%.

7.1.1 NDC de Panamá

El NDC de Panamá contempla la consecución de las metas establecidas con aporte nacional tanto para para el sector Energía como para el sector UTCUTS.

En el sector Energía, Panamá se compromete a incrementar el porcentaje de generación eléctrica por medio de otras fuentes de energías renovables (solar, eólica y biomasa) en un 30% en el 2050, con respecto al año 2014. Al mismo tiempo, el Gobierno de Panamá contempla llevar a cabo las siguientes líneas de acción:

- Utilizar combustibles con menor contenido de carbono.
- Impulsar el incremento de la inversión en energías otras fuentes renovables como solar, eólica y la biomasa.
- Impulsar el uso de nuevas tecnologías para obtener mejoras en la eficiencia, generación, almacenamiento, transmisión y distribución de energía.
- Modificar y crear nuevos marcos regulatorios de promoción de otros tipos de fuentes de energías renovables y eficiencia energética.

En materia de UTCUTS, Panamá se compromete a incrementar la capacidad de absorción del sector en un 10% con respecto al escenario base tendencial al año 2050, por medio de actividades de reforestación y restauración en las áreas protegidas. En caso de contar con apoyo internacional, se podría aumentar la ambición del compromiso hasta un 80% con respecto al escenario de referencia al año 2050.

En octubre de 2014 se firmó un convenio con el objetivo de reforestar un millón de hectáreas en un periodo de 20 años, de tal manera de rehabilitar y restaurar ecosistemas impactados por la deforestación y la degradación de bosques en Panamá.

¹⁷ <https://datos.bancomundial.org/pais/panama>, consultado en Marzo 2019

7.1.2 Demanda eléctrica

De acuerdo, al informe “Actualidad Energética Panamá 2015-2017” de la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de Panamá (SNE, 2017), el consumo de electricidad en el año 2016 alcanzó los 8,588 [GWh], impulsado principalmente por el consumo del sector comercial y residencial los cuales representarían el 77.7% del consumo en dicho año. Esta demanda ha crecido continuamente (ver Figura 7-1), alcanzando un crecimiento anual promedio de 5.7% en los últimos 10 años.

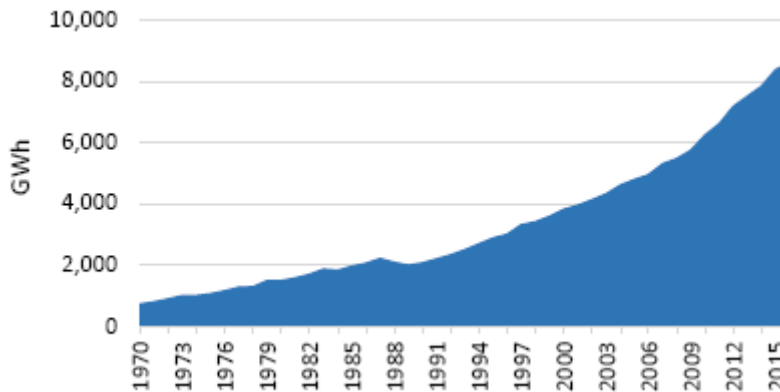


Figura 7-1 Consumo de electricidad [GWh] 1970-2016

Fuente: (SNE, 2017)

Lo anterior está en el orden de las estimaciones realizadas por la Agencia Internacional de Energía, la cual presenta el consumo con un mayor nivel de detalle sectorial, de acuerdo a lo que se observa en la Tabla 7-1. En base a estos datos, se observa un crecimiento promedio del consumo para el período 2010-2015 de 6.5%.

Tabla 7-1 Consumo eléctrico [GWh] por sector 2010-2015

| Año | Comercial | Industria | No especificado | Residencial | Total |
|------|-----------|-----------|-----------------|-------------|--------------|
| 2010 | 3,489 | 763 | 7 | 1,974 | 6,233 |
| 2011 | 3,702 | 807 | 7 | 2,084 | 6,600 |
| 2012 | 4,061 | 853 | 8 | 2,248 | 7,170 |
| 2013 | 4,231 | 883 | 8 | 2,380 | 7,502 |
| 2014 | 4,400 | 886 | 8 | 2,528 | 7,822 |
| 2015 | 5,005 | 810 | 8 | 2,715 | 8,538 |

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Agencia Internacional de Energía

El documento de la SNE realiza una expansión de la generación eléctrica, sin explicitar el aumento esperado de la demanda. Esta proyección espera que en promedio en el período 2015-2020 la producción eléctrica aumente a una tasa anual promedio de 2.42%, mientras que para el periodo 2020-2030 se espera una tasa anual promedio de 3.36%. Estas estimaciones contrastan con las proyecciones de demanda realizadas por ETESA (2016) en su “Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015-2029”. En este estudio se plantea una tasa de crecimiento

promedio 2015-2029 5.48% en el escenario moderado, muy por sobre la tasa planteada por (SNE, 2017). Más aún, el escenario pesimista también tiene una tasa muy superior, 5.39%, a las tasas estimadas por la SNE.

En el análisis de la demanda de los últimos años realizados por ETESA (2016), presenta el factor de carga mensual para el periodo 2011-2014, de donde se concluye que esté oscila entre 68.8 y 70.9.

7.1.3 Capacidad instalada

Entre los años 2011y 2018 la capacidad instalada creció en 1,060 [MW], pasando desde 2,144 [MW] a 3,204 [MW]. Este crecimiento dado principalmente en fuentes renovables donde destaca la expansión hidroeléctrica, eólica y, en menor medida, solar fotovoltaica. De forma gruesa, el año 2018, la matriz está compuesta en mitad por centrales hídricas, cerca de un 40% por centrales a combustible fósil (principalmente diésel y bunker) y la fracción restante por centrales renovables intermitentes.

Tabla 7-2 Capacidad instalada [MW] año 2011 y 2018

| Tipo de Planta | 2011 | | 2018 | |
|----------------------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| Hidroeléctrica | 1,109 | 51.7% | 1,722 | 53.7% |
| Térmica - Diésel/FO6 | 557 | 26.0% | 776 | 24.2% |
| Térmica - Carbón | 120 | 5.6% | 120 | 3.7% |
| Térmica - Gas | 358 | 16.7% | 258 | 8.0% |
| Eólica | - | 0.0% | 270 | 8.4% |
| Fotovoltaica | - | 0.0% | 58 | 1.8% |
| Geotérmica | - | 0.0% | - | 0.0% |
| Total | 2,144 | 100.0% | 3,204 | 100.0% |

Fuente: Elaboración propia en base a (CND, 2019a)

Respecto a la expansión de la capacidad instalada se considera la instalación de tres centrales de tamaño significativo:

- 2019: Entrada en operación de proyecto GNL “Gas Natural Atlántico” – 381 MW
- 2020: Entrada en operación de proyecto GNL “Gas To Power Panama” – 413 MW
- 2025: Entrada en operación de embalse “Chan II” – 224 MW

7.1.4 Generación eléctrica

En la Tabla 7-3 se presenta la generación del año 2018, la cual alcanzó los 9,312 [GWh]. Al analizar el detalle por tipo de planta, se observa que el 69% de la generación del año 2018 proviene de hidroeléctricas. Esto es complementado por fuentes eólicas (5%) y fotovoltaicas (2%). La generación renovable, es complementada por centrales a carbón (4%), gas (3%) y derivados del petróleo (18%).

Tabla 7-3 Características de la generación [GWh], año 2018

| Tipo de Planta | 2018 | | |
|--------------------|--------------|-------------|------------------|
| | Generación | Porc. | Factor de Planta |
| Hidroeléctrica | 6,430 | 69% | 0.43 |
| Térmica-Diésel/FO6 | 1,632 | 18% | 0.24 |
| Térmica-Carbón | 355 | 4% | 0.34 |
| Térmica - Gas | 284 | 3% | 0.13 |
| Eólica | 430 | 5% | 0.18 |
| Fotovoltaica | 181 | 2% | 0.36 |
| Geotermia | - | 0% | - |
| Total | 9,312 | 100% | |

Fuente: Elaboración propia en base a (CND, 2019b)

Respecto a los factores de planta se destaca que en promedio las centrales tuvieron un factor de planta de 0.33, mientras la energía eólica alcanzó un 0.18. Llama la atención lo bajo del factor de planta de las centrales térmicas a combustibles fósiles, lo cual probablemente responde a una combinación de baja demanda y complejidades de abastecimiento de combustibles, las cuales se esperan se superen en el mediano plazo.

7.2 Resultados de proyección para Panamá

7.2.1 Proyección de capacidad instalada

En la Figura 6-5 se presentan los resultados de la modelación de la capacidad instalada para el sistema eléctrico de Panamá para tres años seleccionados bajo los diferentes escenarios de tasas de impuesto. De forma transversal, se observa que la capacidad instalada crece de forma similar impulsada por un crecimiento alto de la demanda desde cerca de los 3,200 [MW] del año base hasta el rango de 5,300-5,600 [MW] año 2030, y hasta el rango 7,700-8,200 [MW] el 2050. Esto representa un crecimiento de la capacidad instalada, equivalente a una tasa de crecimiento promedio anual de 2.8%-3.0%.

En la Figura 7-2 se puede observar un aumento en la proporción de capacidad instalada en base a gas y en base a otras renovables, entre el 2018 y el 2030. Para el año 2030 se observa que, independiente del escenario de la tasa de impuesto, la distribución de capacidad instalada es muy similar a excepción de la basada en otras energías renovables. Esta última aumenta

levemente para el escenario con mayor tasa de impuesto y responde a una expansión de energía solar FV aún más intensa, que disminuye la operación de las centrales fósiles existentes.

En el caso del 2050, para todos los escenarios se observa que se mantiene la capacidad instalada a excepción de otras energías renovables que aumenta levemente. En el escenario de mayor la tasa de impuesto, disminuye la capacidad instalada en base a gas, y aumenta la capacidad instalada en base a otras energías renovables. Este último cambio corresponde a la inversión en energía solar CSP que se vuelve rentable en este escenario, la cual sustituye a centrales de gas natural, especialmente en los periodos donde las centrales solares FV no cuentan con disponibilidad de operación.

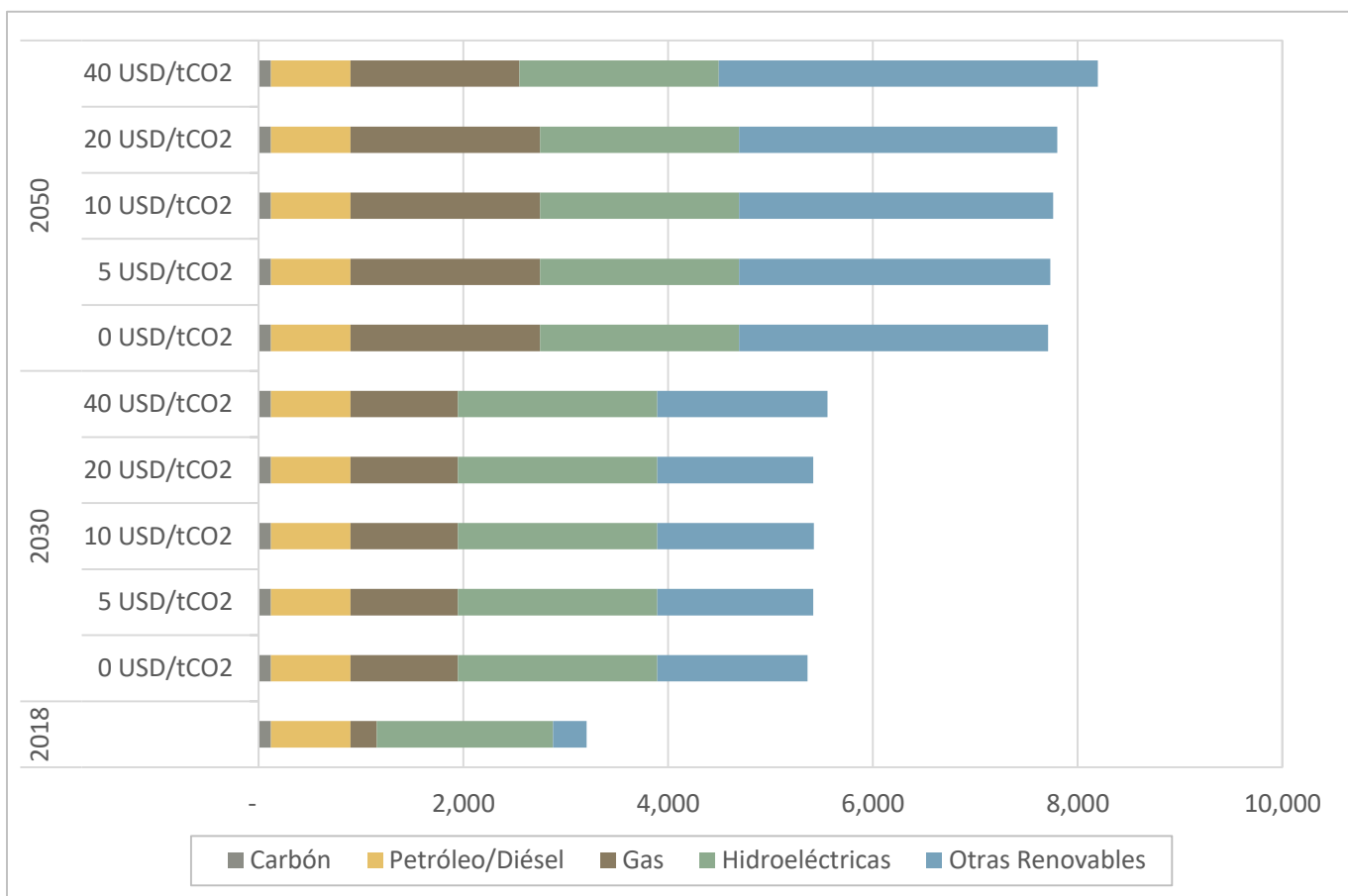


Figura 7-2 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono

Fuente: Elaboración propia

7.2.2 Proyección de generación

La generación total creció sostenidamente, en línea con el crecimiento de la demanda eléctrica supuesto, desde los 9.3 [miles de GWh] hasta superar los 25.6 [miles de GWh]. Dado que se trata de un modelo impulsado por una demanda exógena, la generación total es invariante entre los diferentes escenarios, variando solamente la fuente de la generación entre las diferentes tipologías disponibles, tal como se aprecia en la Figura 4-4.

En la Figura 7-3 se puede observar que entre el 2018 y el 2030 se disminuye completamente la generación en base a petróleo, siendo desplazada por la generación de las nuevas centrales en base a gas, comprometidas para la entrada en operación en 2020 y 2025. La eliminación de la generación en base a petróleo concuerda con su alto costo de operación, siendo más del doble que el de una planta a gas.

En el año 2050, se observa que para todos los escenarios de tasa de impuesto se espera una mayor proporción de generación en base a gas que en el 2018 o 2030. Esto puede explicarse por la necesidad de cubrir la demanda en los bloques de demanda donde hay menor disponibilidad de energía eólica y solar. El impuesto a las emisiones GEI de dichas centrales no es suficiente para cambiar el nivel de generación a gas natural, salvo en el escenario con mayor tasa impositiva, en cuyo caso se sustituye parte de la generación a gas y diésel por generación solar CSP. Esta tecnología no es utilizada en el resto de los escenarios de impuesto analizados.

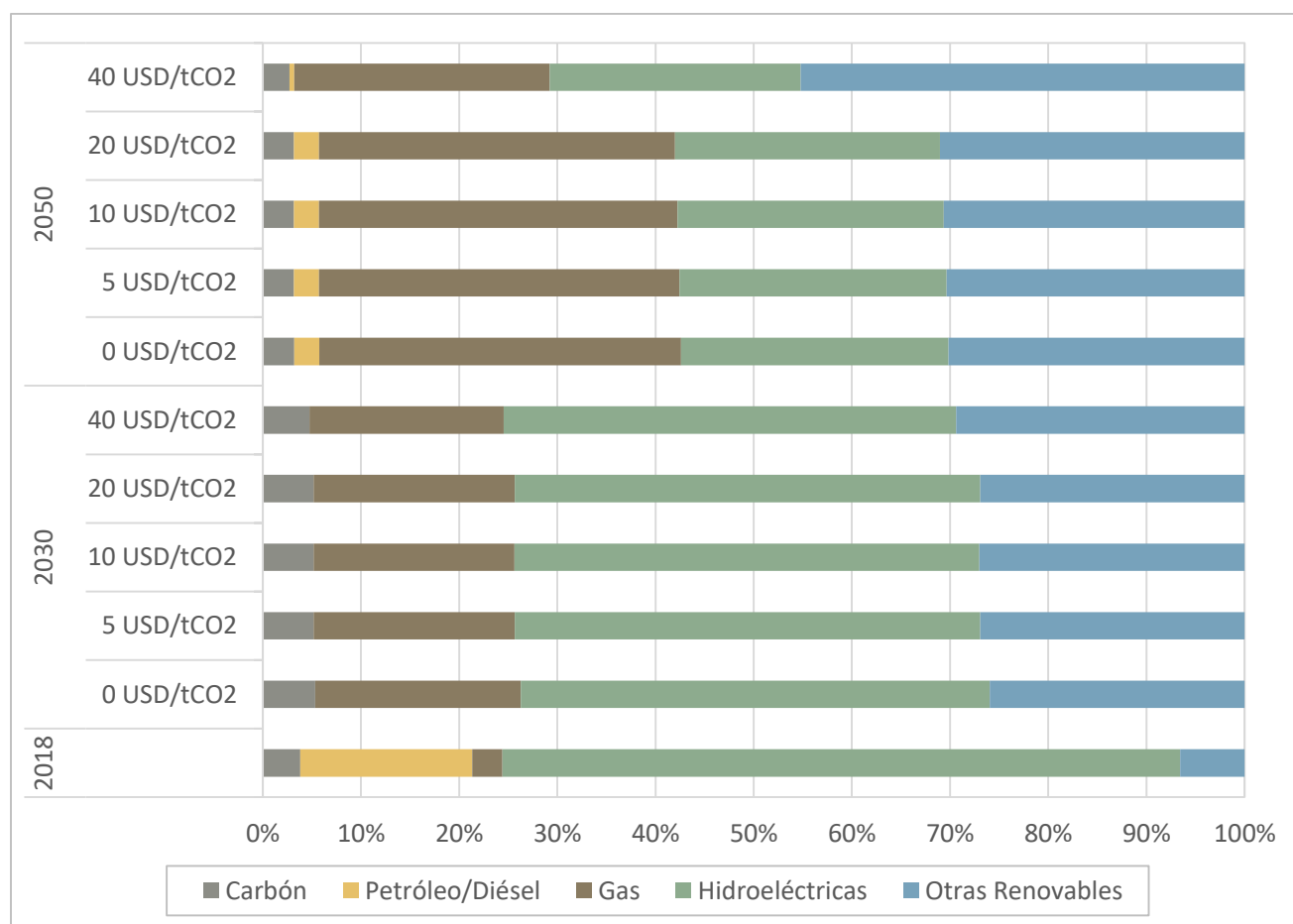


Figura 7-3 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono

Fuente: Elaboración propia

Como una forma de profundizar el análisis, en la Figura 7-4 y Figura 7-5 se presentan el despacho realizado para dos bloques durante el 2050. Se observa que, para ambos bloques, salvo algunas variaciones menores en la cantidad de generación solar y gas, no se observan variaciones entre los primeros cuatro escenarios. Recién el escenario con una tasa de impuesto de 40 [USD/tCO₂] se observan diferencias notorias por el despacho de la capacidad instalada de solar CSP, en desmedro del despacho de centrales fósiles.

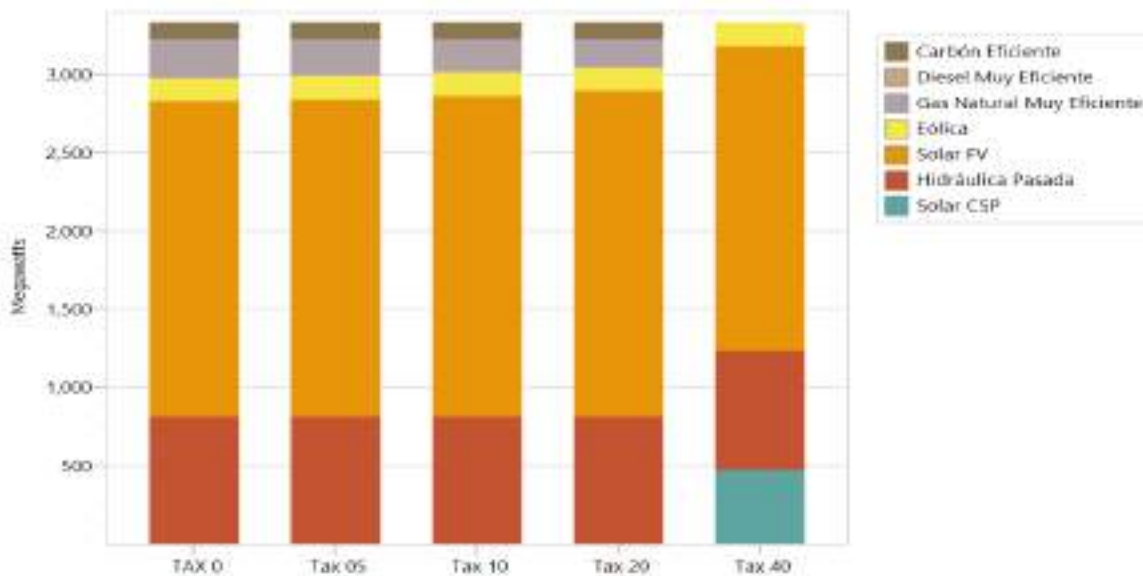


Figura 7-4 Potencia media [MW] despachada bloque 15hr-17hr verano año 2050

Fuente: Elaboración propia

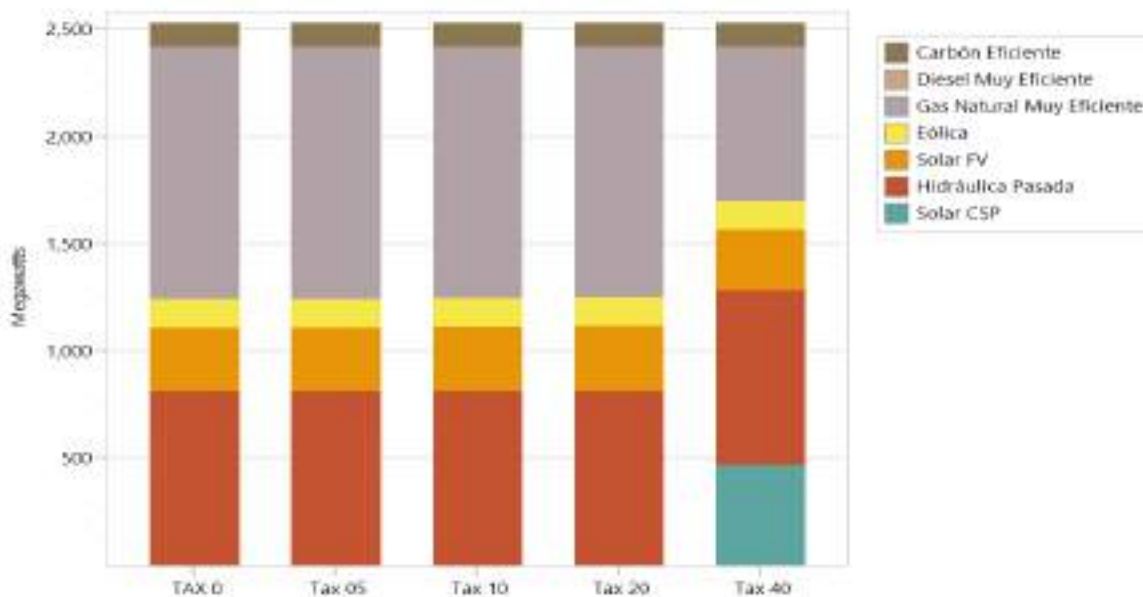


Figura 7-5 Potencia media [MW] despachada en bloque 7hr-8hr verano año 2050

Fuente: Elaboración propia

7.2.3 Proyección de emisiones de GEI

En la Figura 7-6 se puede observar que para todos los escenarios se observa una trayectoria similar de emisiones que comienza con una caída relevante por la entrada en funcionamiento de las centrales a gas e hidroeléctricas en construcción, y que a partir del año 2025 resultan en un crecimiento sostenido de las emisiones. Tanto es así, que para los primeros cuatro escenarios apenas se observan diferencias, que responden al adelantamiento de la instalación de algunas centrales como efecto del precio del carbono, pero que no resultan una matriz diferente para el final del horizonte de evaluación.

El escenario más ambicioso resulta en mayores diferencias como resultado de la instalación de capacidad solar CSP, que permite alcanzar bloques horarios donde no se utilicen combustibles fósiles para la generación de electricidad.

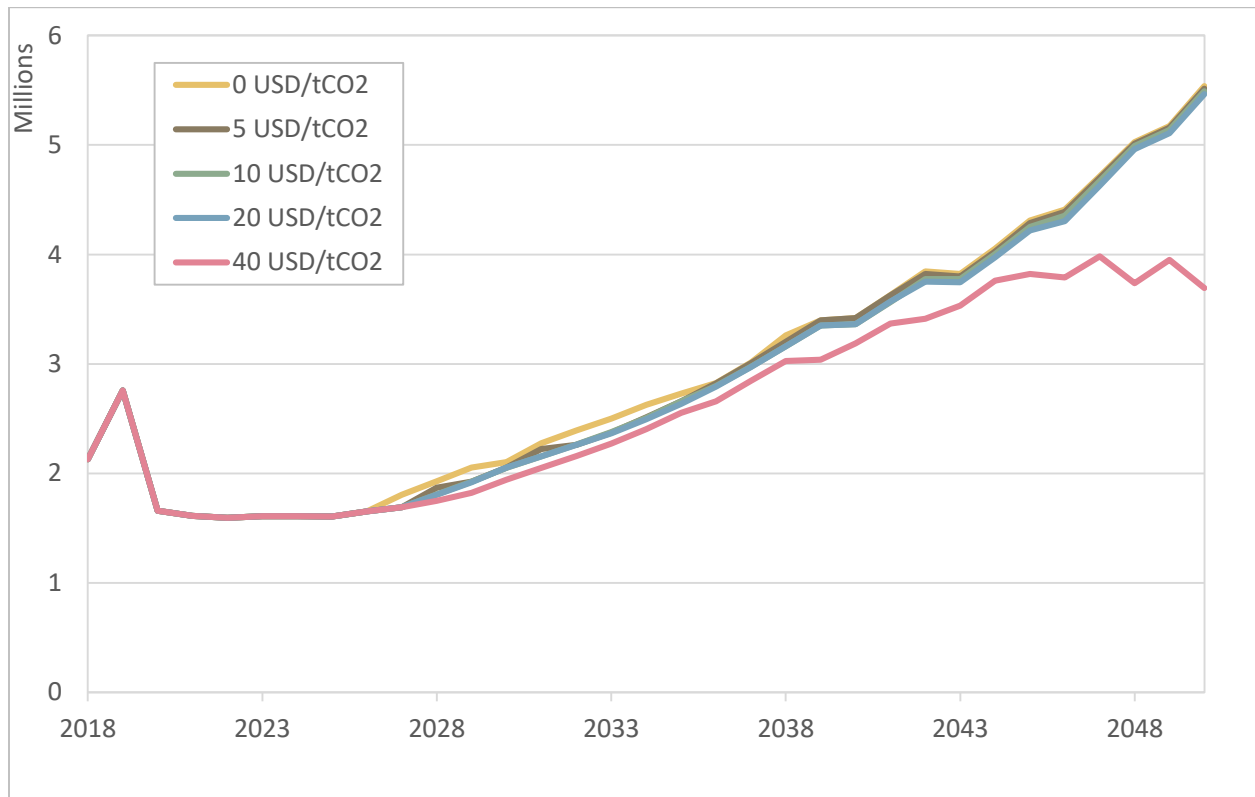


Figura 7-6 Emisiones de GEI [tCO₂e] según escenario

Fuente: Elaboración propia

7.2.4 Indicadores resumen

En la Tabla 7-4 se observan los efectos en la recaudación de impuesto, la reducción en emisiones de GEI y aumento en el costo de la energía sin considerar impuesto, en cada caso con respecto al escenario de la tasa de impuesto nulo. La forma de cálculo de los indicadores es explicitada en la metodología descrita en la Sección 3.2.2.

Tabla 7-4 Indicadores generales de Panamá, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | VP Costo de Reducción del Sistema [MUSD2018] | VP Recaudación de Impuesto [MUSD2018] | Emisiones Totales en el Periodo [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones Totales [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones Totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
|--|--|---------------------------------------|---|--|------------------------------------|---|
| 0 | 0.00 | 0.00 | 97.08 | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 1.30 | 94.81 | 95.97 | 1.11 | 1.14% | 1.18 |
| 10 | 2.12 | 188.74 | 95.32 | 1.76 | 1.81% | 1.21 |
| 20 | 2.73 | 376.85 | 94.97 | 2.11 | 2.17% | 1.29 |
| 40 | 29.50 | 726.50 | 86.68 | 10.40 | 10.71% | 2.84 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7-5 Indicadores 2030 y 2050 Panamá, tasa de descuento de 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | 2030 | | 2050 | |
|--|------------------------------------|---|------------------------------------|---|
| | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
| 0 | 0.00% | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 2.41% | 1.72 | 0.41% | -1.00 |
| 10 | 2.60% | 1.86 | 0.81% | -0.84 |
| 20 | 2.41% | 1.72 | 1.32% | -0.75 |
| 40 | 7.63% | 9.33 | 33.28% | 1.67 |

Fuente: Elaboración propia

En línea con lo esperado de los resultados anteriores, se observa que la diferencia de costos y emisiones es más bien pequeña durante los primeros tres escenarios, lo anterior se explica en que el efecto de las tasas impositivas en estos escenarios es el adelantamiento o atraso de la instalación de capacidad, y no una sustitución tecnológica. De hecho, la recaudación del impuesto es casi lineal con el aumento de la tarifa, lo que refleja el hecho de que tendría poco efecto en las emisiones del sistema.

El proceso de sustitución tecnológica sí es observable en el caso de un impuesto de 40 [USD/tCO₂], reflejándose en cambios relevante en términos de costos y reducción de emisiones. Sin embargo, al tratarse de variaciones más costosas resultan en un costo medio de mitigación más de dos veces más grandes que en los otros escenarios.

8. Chile

Este capítulo presenta los resultados de la implementación de la metodología descrita en el capítulo 3 para la República de Chile. El capítulo se subdivide en dos secciones: (1) una descripción de la situación base de Honduras, y (2) los resultados de las proyecciones.

8.1 Situación base de Chile

De acuerdo a los datos presentados por el Banco Mundial¹⁸, al año 2017 la población alcanza los 18.0 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 15,400 [USD2018/hab]. En contraste al año 2000 la población alcanzaba los 15.3 millones de habitantes, con un PIB per cápita cercano a los 5,100 [USD2018/hab]. Lo anterior se traduce en que el PIB nacional ha crecido con una tasa anual promedio de 7.8%, más rápido que la población que ha aumentado con una tasa anual promedio de 0.96%.

8.1.1 NDC de Chile

Al año 2030 Chile se compromete a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso. En caso de existir aportes monetarios internacionales, el compromiso de reducción aumentaría a entre 35% y 45% con respecto al nivel alcanzado en 2007. Este compromiso no incluye al sector UTCUTS.

Lo anterior se traduce en lo siguiente:

- Intensidad de carbono por PIB. Año meta 2030: 0.71 tCO₂e/millones CLP\$ 2011 (condicional a crecimiento económico)
- Intensidad de carbono por PIB. Año meta 2030: 0.56-0.66 tCO₂e/millones CLP\$ 2011 (condicional a aportes monetarios internacionales y a crecimiento económico).

Respecto al sector Energía, la Agenda Nacional de Energía liderada por el Ministerio de Energía de Chile, incluye las siguientes metas:

- 30% reducción de costos marginales de energía eléctrica al 2018.
- 20% de la matriz energética se componga de energías renovables no convencionales al 2025.
- 20% de reducción del insumo proyectado de energía al 2025 y diseño de una estrategia de desarrollo de energía de largo plazo.

En lo que refiere al sector UTCUTS, Chile se compromete al manejo sustentable y recuperación de 100,000 hectáreas de bosque, principalmente nativo, que representaría capturas y reducción de Gases de Efecto Invernadero en alrededor de 600,000 toneladas de CO₂ equivalente anuales, a partir del 2030. Este compromiso está condicionado a la aprobación de modificaciones de la Ley sobre Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal.

¹⁸ <https://datos.bancomundial.org/pais/chile>, consultado en Marzo 2019

Además, se compromete a forestar 100,000 hectáreas, en su mayoría con especies nativas, que representarán capturas de entre 900,000 y 1,200,000 toneladas de CO₂ equivalente anuales, a partir del 2030 (condicionado a la prórroga del Decreto Ley 701 y a la aprobación de una nueva Ley de Fomento Forestal).

Sumado a las acciones antes mencionadas, el Gobierno de Chile ha implementado los siguientes instrumentos:

- Estrategia Nacional de Construcción Sustentable liderada por el Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que establece los lineamientos para integrar el concepto de desarrollo sustentable en el área de la construcción. Esta estrategia busca articular y vincular los planes energéticos y ambientales vigentes estableciendo metas y objetivos en materia de energía, agua, residuos y salud en el corto, mediano y largo plazo.
- Impuesto a las emisiones de CO₂ aprobado por la Reforma Tributaria, Ley 20,780 de octubre de 2014, que entró en vigencia a contar del primero de enero de 2017. La reforma establece un impuesto anual a beneficio fiscal que grava el dióxido de carbono, entre otros gases, producidos por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos). El impuesto es equivalente a 5 dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida de CO₂.
- Impuesto a venta inicial de vehículos livianos en la ley 20,780, el que se encuentra implementado desde el 28 de diciembre de 2014 y que grava las emisiones de CO₂ indirectamente, al cobrar mayor impuesto en forma inversa al rendimiento de los vehículos.

8.1.2 Demanda eléctrica

De acuerdo a la información de la CNE (2019b) presentada en la Tabla 8-1 se observa que entre el año 2010 y 2017, la demanda de electricidad ha aumentado en 13,138 [GWh], equivalente a un crecimiento anual promedio de 3.1%. Lo anterior se traduce en que al año 2017 la demanda eléctrica pasó desde 54.2 [miles de GWh] a 64.4 [miles de GWh] en el año 2017.

Tabla 8-1 Demanda por tipo de cliente [GWh], periodo 2010-2017

| Año | Clientes regulados | Clientes Libres | Total |
|------|--------------------|-----------------|---------------|
| 2010 | 26,397 | 27,860 | 54,257 |
| 2011 | 27,281 | 30,046 | 57,327 |
| 2012 | 29,073 | 30,874 | 59,947 |
| 2013 | 30,936 | 31,429 | 62,365 |
| 2014 | 32,317 | 31,878 | 64,195 |
| 2015 | 33,208 | 32,623 | 65,831 |
| 2016 | 33,833 | 32,746 | 66,579 |
| 2017 | 32,892 | 34,503 | 67,395 |

Fuente: Elaboración propia en base a (CNE, 2019b)

Por su parte, se observa que la distribución del consumo es en gran medida industrial, alcanzando más del 60% del consumo observado (ver Tabla 8-2). Lo anterior resulta en una curva de consumo relativamente estable, sin grandes diferencias durante el día ni estacionales, tal como se puede apreciar en la Figura 8-1, la cual representa un factor de carga superior a 0.8.

Tabla 8-2 Distribución sectorial de la demanda de electricidad, periodo 2010-2015

| Año | Comercial | Pesca | Industria | Residencial | Transporte |
|------|-----------|-------|-----------|-------------|------------|
| 2010 | 16.5% | 0.1% | 65.5% | 17.1% | 0.8% |
| 2011 | 16.1% | 0.2% | 66.3% | 16.5% | 0.8% |
| 2012 | 15.0% | 0.2% | 67.7% | 16.3% | 0.8% |
| 2013 | 16.7% | 0.2% | 65.6% | 16.7% | 0.8% |
| 2014 | 17.0% | 0.1% | 64.8% | 17.0% | 1.0% |
| 2015 | 17.6% | 0.2% | 63.2% | 17.6% | 1.4% |

Fuente: Elaboración propia en base a Agencia Internacional de Energía

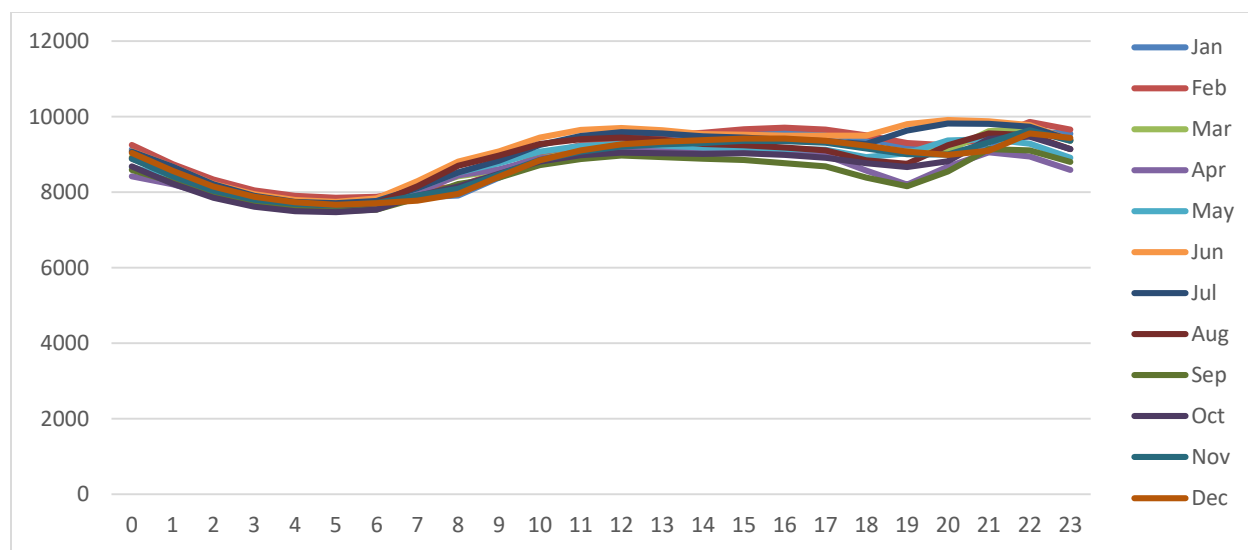


Figura 8-1 Curva de carga promedio mensual [MW] del SEN año 2018

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Coordinador Eléctrico Nacional

Respecto a la proyección de la demanda, la CNE publicó en 2018 el informe definitivo de previsión de demanda para el período 2018-2038 (CNE, 2019b), donde se prevé que al año 2038 la demanda del SEN alcanzaría los 110 [miles de GWh]. Asimismo, se declara una tasa promedio anual de crecimiento de 2.42%, la cual será utilizada para la proyección en los años que siguen.

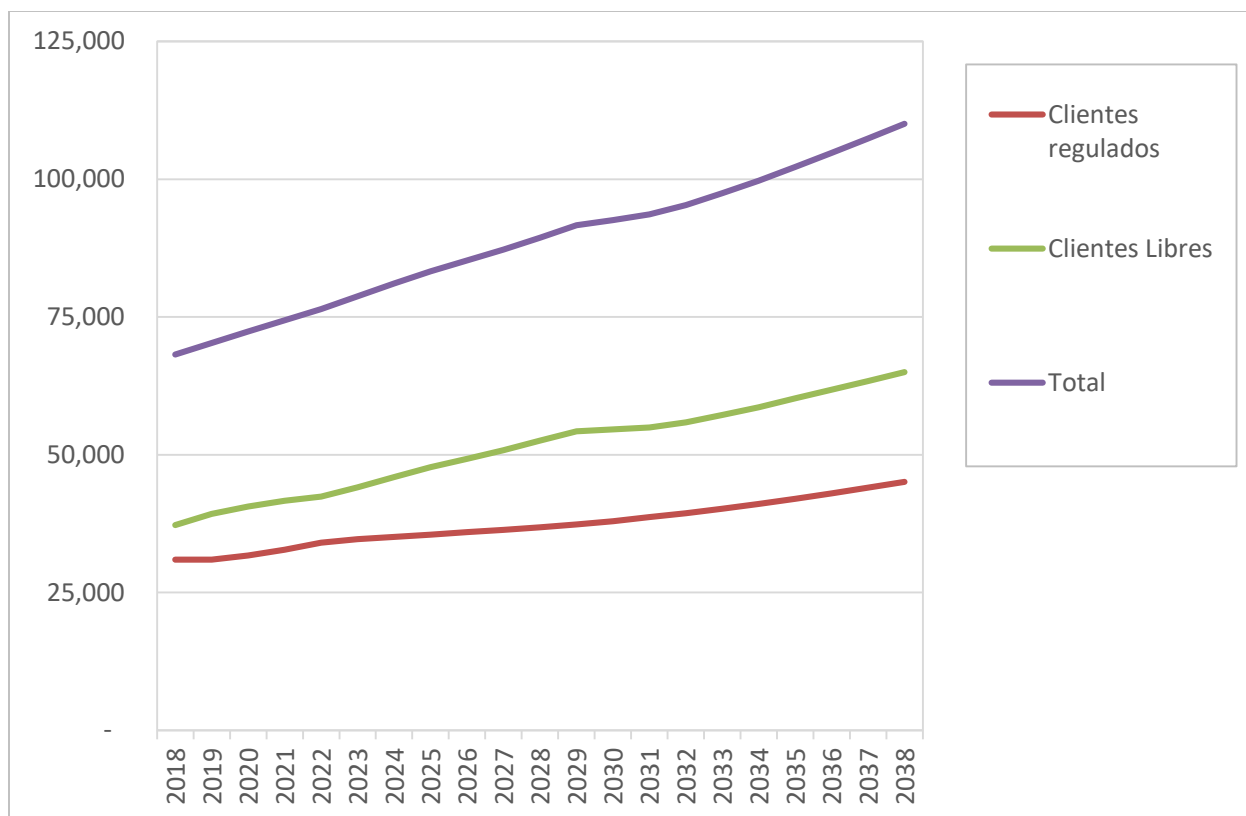


Figura 8-2 Previsión de demanda SEN [GWh] por tipo de cliente

Fuente: (CNE, 2019b)Elaboración propia

8.1.3 Capacidad instalada

En la Tabla 8-3 se presenta la capacidad instalada para los años 2010 y 2017. Se observa que la diferencia neta entre ambos años es de 7,783 [MW], los cuales se reparten entre todas las tipologías de plantas consideradas. Sin embargo, la potencia de la tipología que más ha aumentado corresponde al carbón que alcanza un crecimiento de 2,501 [MW], crecimiento que se da principalmente en los primeros años. Se destaca también el crecimiento de las centrales fotovoltaicas que han implicado la instalación de un total de 1,748 [MW] de potencia instalada, fundamentalmente en el fin del periodo observado.

Tabla 8-3 Capacidad Instalada [MW] año 2010 y 2017

| Tipo de Planta | 2010 | | 2017 | |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidroeléctrica | 5,327 | 36.8% | 6,568 | 29.5% |
| Térmica - Diésel/FO6 | 2,645 | 18.3% | 2,915 | 13.1% |
| Térmica - Carbón | 2,303 | 15.9% | 4,804 | 21.6% |
| Térmica - Gas | 3,849 | 26.6% | 4,435 | 19.9% |
| Eólica | 177 | 1.2% | 1,288 | 5.8% |
| Fotovoltaica | - | 0.0% | 1,748 | 7.9% |
| Geotérmica | - | 0.0% | - | 0.0% |
| Biomasa | 174 | 1.2% | 500 | 2.2% |
| Total | 14,475 | 100.0% | 22,258 | 100.0% |

Fuente: Elaboración propia

Respecto a la proyección de dicha capacidad se cuenta con los datos observados del periodo 2018 y 2019, además del plan de obras en construcción de la CNE, cuyos resultados esperados se presentan en la Tabla 8-4. Se destaca la entrada de grandes centrales como la central a carbón IEM (348 [MW]), la central de gas natural TENOGAS50 (50 [MW]), los proyectos hidroeléctricos Los Cóndores (150 [MW]), Las Lajas (267 [MW]) y Alfafal II (264 [MW]) en el año 2020, así como las centrales hidroeléctricas Ñuble (136 [MW], 2022) y San Pedro (170 [MW], 2024). También se observa la instalación de centrales con tipologías nuevas para el sistema eléctrico, tales como geotermia y CSP.

Tabla 8-4 Instalación de capacidad [MW] esperada

| Tipo de Planta | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|----------------------|------------|--------------|--------------|------------|------------|----------|------------|
| Hidroeléctrica | 44 | 56 | 726 | 7 | 136 | | 170 |
| Térmica - Diésel/FO6 | 33 | 284 | 267 | | | | |
| Térmica - Carbón | | 348 | | | | | |
| Térmica - Gas | 2 | 50 | | | | | |
| Eólica | 229 | 224 | 288 | 78 | | | |
| Fotovoltaica | 449 | 374 | 316 | 35 | | | |
| Geotérmica | | 40 | | | | | |
| Biomasa | 1 | 4 | | | | | |
| CSP | | 110 | | | | | |
| Total | 758 | 1,490 | 1,597 | 120 | 136 | - | 170 |

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CNE

8.1.4 Generación eléctrica

En la Tabla 8-5 se presenta la generación del año 2017. Se observa que cerca del 57% de la generación proviene de la combustión de combustibles fósiles, principalmente del carbón, mientras que cerca de un 29% es de origen hídrico. La fracción restante es producida en base a fuentes renovables, donde destaca la energía eólica y solar FV.

Tabla 8-5 Características de la generación [GWh], año 2017

| Tipo de Planta | 2017 | | |
|----------------------|---------------|-------------|------------------|
| | Generación | Porc. | Factor de Planta |
| Hidroeléctrica | 21,768 | 29% | 0.38 |
| Térmica - Diésel/FO6 | 981 | 1% | 0.04 |
| Térmica - Carbón | 29,407 | 40% | 0.70 |
| Térmica - Gas | 12,058 | 16% | 0.31 |
| Eólica | 3,507 | 5% | 0.31 |
| Fotovoltaica | 3,896 | 5% | 0.25 |
| Geotérmica | - | - | - |
| Biomasa | 2,456 | 3% | 0.56 |
| Total | 74,072 | 100% | 0.38 |

Fuente: Elaboración propia

8.2 Resultados de proyección para Chile

8.2.1 Proyección de la capacidad instalada

En la Figura 8-3 se presentan los resultados de la modelación de la capacidad instalada para el sistema eléctrico de Chile, para tres años seleccionados bajo los diferentes escenarios de tasas de impuesto. De forma transversal, se observa que la capacidad instalada crece de forma similar impulsada por un crecimiento alto de la demanda desde cerca de los 22,200 [MW] del año base hasta el rango de 32,200-34,500 [MW] año 2030, y hasta el rango 49,100-56,200 [MW] el 2050. Esto representa un crecimiento de la capacidad instalada, equivalente a una tasa de crecimiento promedio anual de 2.4%-2.8%.

En la Figura 8-3 se muestra la capacidad total instalada en Chile para cada escenario de precio de carbono desde la actualidad hasta 2050. Para 2030, se observa la instalación significativa de centrales renovables, impulsadas principalmente por la instalación de capacidad solar FV, y en menor grado, por energía eólica. Para 2030 se ve que hay un pequeño aumento en la capacidad de energía de carbón¹⁹, lo que se debe a procesos que ya estaban en construcción para 2018 y comenzaron su operación antes de 2030.

Dentro de los escenarios de 2030, se ve baja variación dependiendo del impuesto al carbono. En particular, solo se observa mayor instalación de capacidad de energías renovables para los casos con mayor impuesto, especialmente de centrales eólicas e hídricas, que buscan el desplazamiento de la generación fósil de noche. Respecto a la energía solar FV, esta es privilegiada por el modelo de optimización desde el caso base, y luego no se observan diferencias importantes entre los escenarios respecto a la instalación de esta tecnología.

¹⁹ Con el objetivo de estudiar el impacto exclusivo de los distintos niveles de precio de carbono no se consideran como parte de la proyección base políticas complementarias como la estrategia de descarbonización. En los anexos (Sección 11.3) se presenta el impacto conjunto del precio del carbono y la estrategia de descarbonización.

Para el año 2050, se puede observar la instalación de mayor capacidad de energías renovables, impulsado nuevamente por centrales CSP, energía fotovoltaica, y energía eólica. En los escenarios de menor impuesto se ve un aumento en la instalación de capacidad de plantas de gas natural de alta eficiencia, mientras que en escenarios de mayor tasa de impuesto se observa la instalación de centrales renovables que sean complementarias con los paneles FV y que operen de noche, tal como centrales eólicas y solares CSP.

En el escenario de mayor precio se observa que existe una mayor capacidad total, la cual se asocia a una mayor inversión en centrales eólicas, que por cuestión de precio se vuelven competitiva contra las unidades fósiles, especialmente comparado con las centrales a carbón.

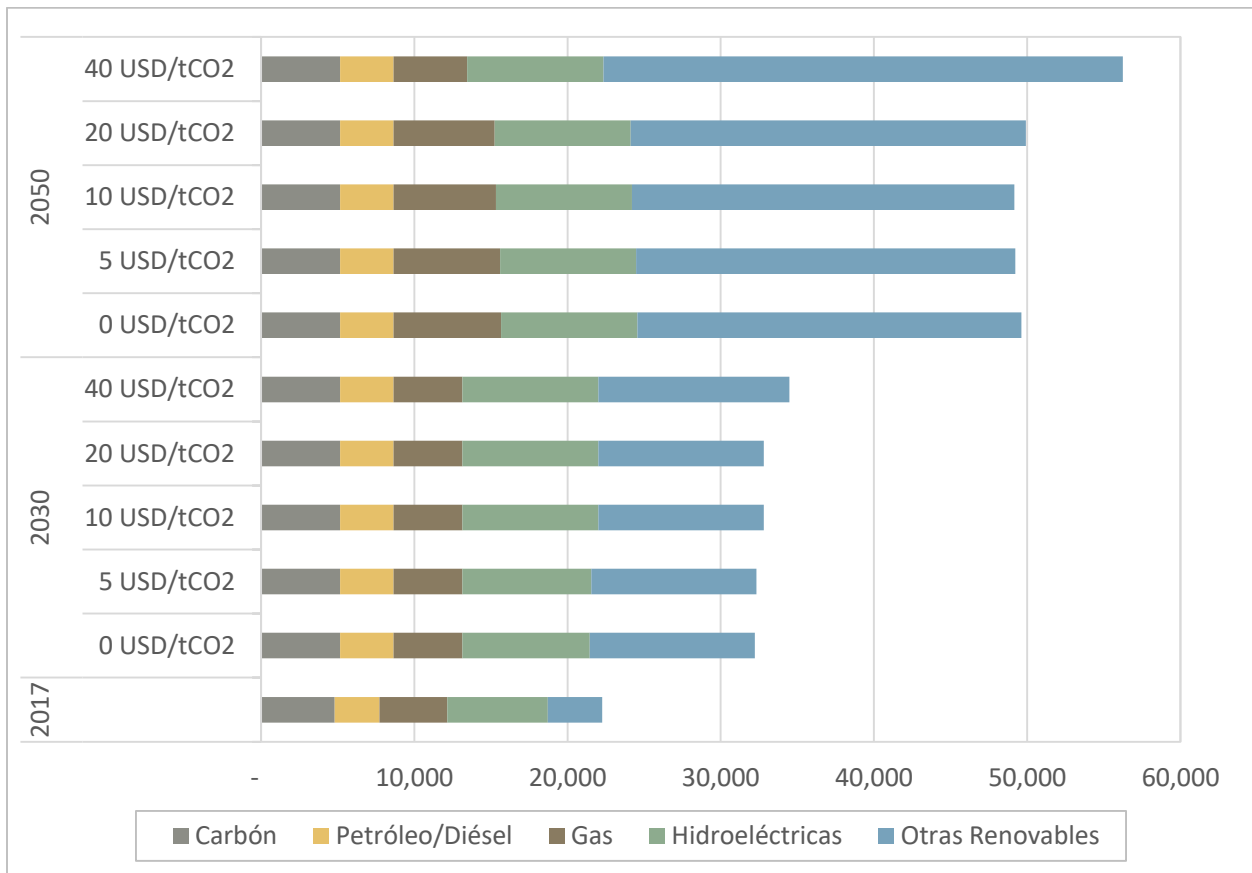


Figura 8-3 Capacidad total instalada [MW] por año y escenario de precio carbono

Fuente: Elaboración propia

8.2.2 Proyección de generación

La generación total creció sostenidamente, en línea con el crecimiento de la demanda eléctrica supuesto, desde los 74.1 [miles de GWh] hasta superar los 160.8 [miles de GWh]. Dado que se trata de un modelo impulsado por una demanda exógena, la generación total es invariante entre

los diferentes escenarios, variando solamente la fuente de la generación entre las diferentes tipologías disponibles, tal como se aprecia en la Figura 4-4.

En la Figura 8-4 se muestran la distribución de generación por año para cada escenario de precio del carbono para distintos escenarios anuales. De inmediato se puede ver la tendencia a reducir el porcentaje de generación proveniente de energías no renovables en privilegio de la generación por energías renovables como hidroeléctricas, energía eólica, energía fotovoltaica, y plantas CSP.

Durante 2017, se ve que cerca de un 40% de la generación proviene de las plantas de carbón. Por lo tanto, considerando un bajo porcentaje de plantas de petróleo/diésel, y un aporte de cerca del 15% de plantas de gas natural, se ve que la generación proviene en su mayoría de fuentes de energía no renovables. La presencia de energías renovables está formada principalmente por plantas hidroeléctricas y el resto por energía eólica y energía fotovoltaica.

Para 2030, de forma transversal a los escenarios de precio del carbono, se ve la instalación de capacidad de otras energías renovables a gran escala, el aumento es impulsado en gran parte por la instalación de energía fotovoltaica. De igual forma, las plantas hidroeléctricas también tienen un crecimiento debido al inicio del funcionamiento de proyectos que ya se encuentran en construcción. Respecto a las energías no renovables, para el caso sin impuestos se ve un pequeño aumento en la generación neta de energía por carbón y por gas natural. Sin embargo, en proporciones el porcentaje de energía proveniente de energías no renovables disminuye.

Respecto a los escenarios de precio del carbón para 2030, la variación principal se encuentra en el porcentaje generado por carbón. A medida que aumenta el impuesto, disminuye la generación de plantas de carbón. Las centrales hidroeléctricas y las plantas de gas natural se mantienen prácticamente constantes, mientras que las otras fuentes de energía renovable compensan la generación de las plantas de carbón. Para este caso el aumento en la generación de energías renovables proviene de la energía eólica.

Para el caso de 2050, se ve en principio que la generación neta proveniente de plantas de carbón y plantas hidroeléctricas se mantiene constante. Por otro lado, se ve un aumento en la generación de plantas de gas de alta eficiencia y en otras energías renovables, correspondientes a energía eólica, energía fotovoltaica, y a un aporte significativo de nuevas plantas CSP.

Respecto a los cambios para cada escenario de precio del carbono, se ve una constante reducción en la generación por carbón, petróleo/diésel, y gas natural, en privilegio de la generación por energías renovables como energía eólica y plantas CSP. El mayor cambio se ve para el escenario de mayor impuesto, donde se observa una reducción significativa de la generación en centrales a carbón y en las centrales a gas natural.

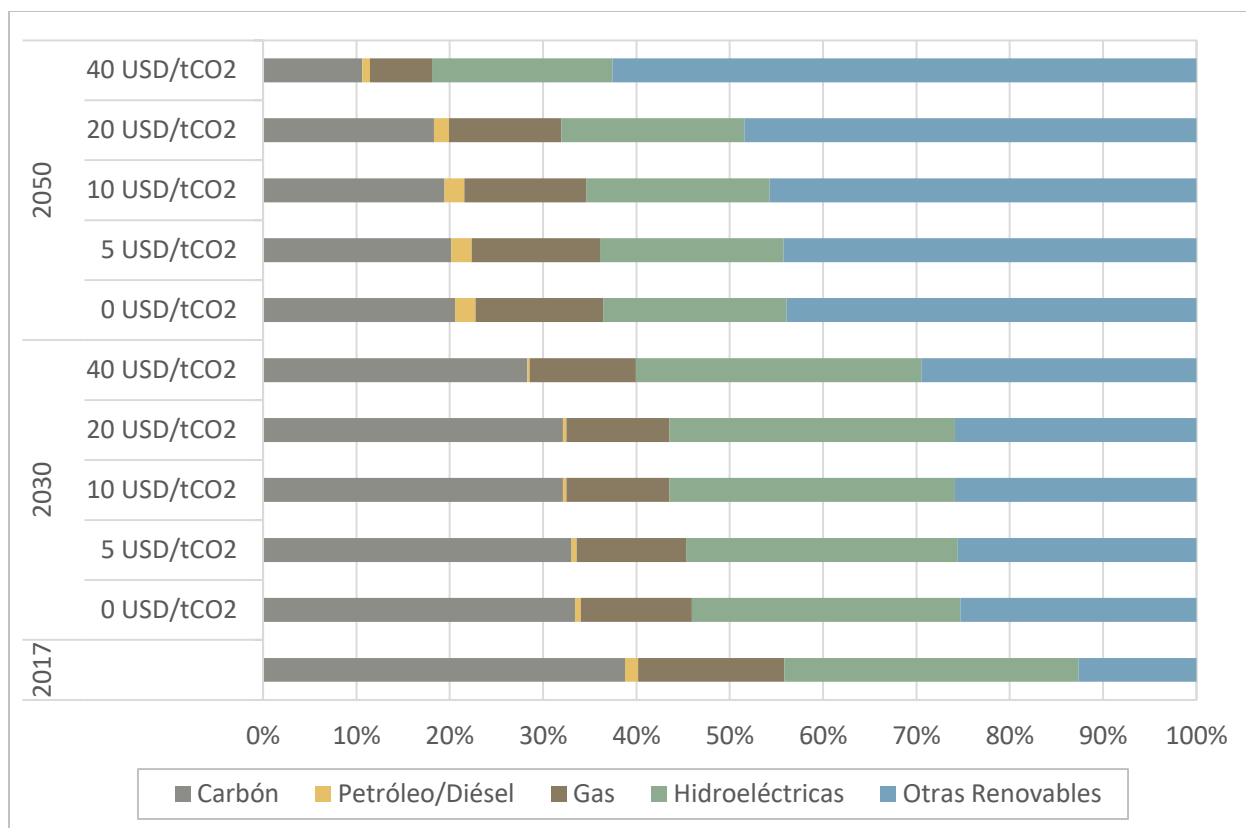


Figura 8-4 Distribución de generación por año y escenario de precio del carbono

Fuente: Elaboración propia

8.2.3 Proyección de emisiones de GEI

En la Figura 8-5 se muestran las emisiones de GEI para cada escenario de precio del carbono proyectadas hasta 2050. Para analizar estas emisiones, se debe considerar que en la Figura 8-3 se ve que la capacidad instalada de energías no renovables se mantiene, independiente de que la capacidad instalada de energías renovables aumente en gran cantidad para satisfacer la demanda creciente. Sin embargo, en la Figura 8-4 se ve que el porcentaje de generación proveniente de fuentes no renovables disminuye en escenarios con mayor impuesto. Por consiguiente, las emisiones asociadas a energías no renovables, dependen del uso que se da a las fuentes de energía no renovables instaladas, y el uso depende del precio del carbono.

Para el escenario sin impuesto, se puede ver que las emisiones de GEI van en aumento con el tiempo, logrando un máximo alrededor de 2040. De forma similar, se ve que al aplicar el impuesto de 5 [USD/tCO₂] la variación es baja. A lo largo de los años existe poca variación entre el impuesto menor y el caso sin impuesto, con la excepción de los tramos entre 2027 a 2032 y de 2039 a 2045, en que se ve una pequeña separación.ss

En el caso del impuesto de 10 [USD/tCO₂], se puede ver que los primeros 20 años se comporta de forma similar al impuesto de 5 [USD/tCO₂], sin embargo, a partir de 2037 presenta una disminución de emisiones considerable respecto a los casos anteriores. Algo similar ocurre con el impuesto de 20 [USD/tCO₂], sin embargo, a partir de 2033 la baja de emisiones de GEI es altamente mayor en relación a los otros casos.

Por último, el caso del impuesto mayor sigue un comportamiento totalmente diferente. Desde el comienzo, se ve que aplicando el impuesto de 40 [USD/tCO₂] hay una disminución considerable de las emisiones de GEI. Este comportamiento se mantiene a lo largo de los años, acentuándose la diferencia en emisiones cada año hasta terminar en un valor de emisiones altamente inferior que los demás escenarios. Lo anterior se explica al ver la Figura 8-4, donde se ve que el caso de mayor impuesto es el que genera la mayor, y en casos única, disminución de uso de carbón, petróleo/diésel, y gas natural.

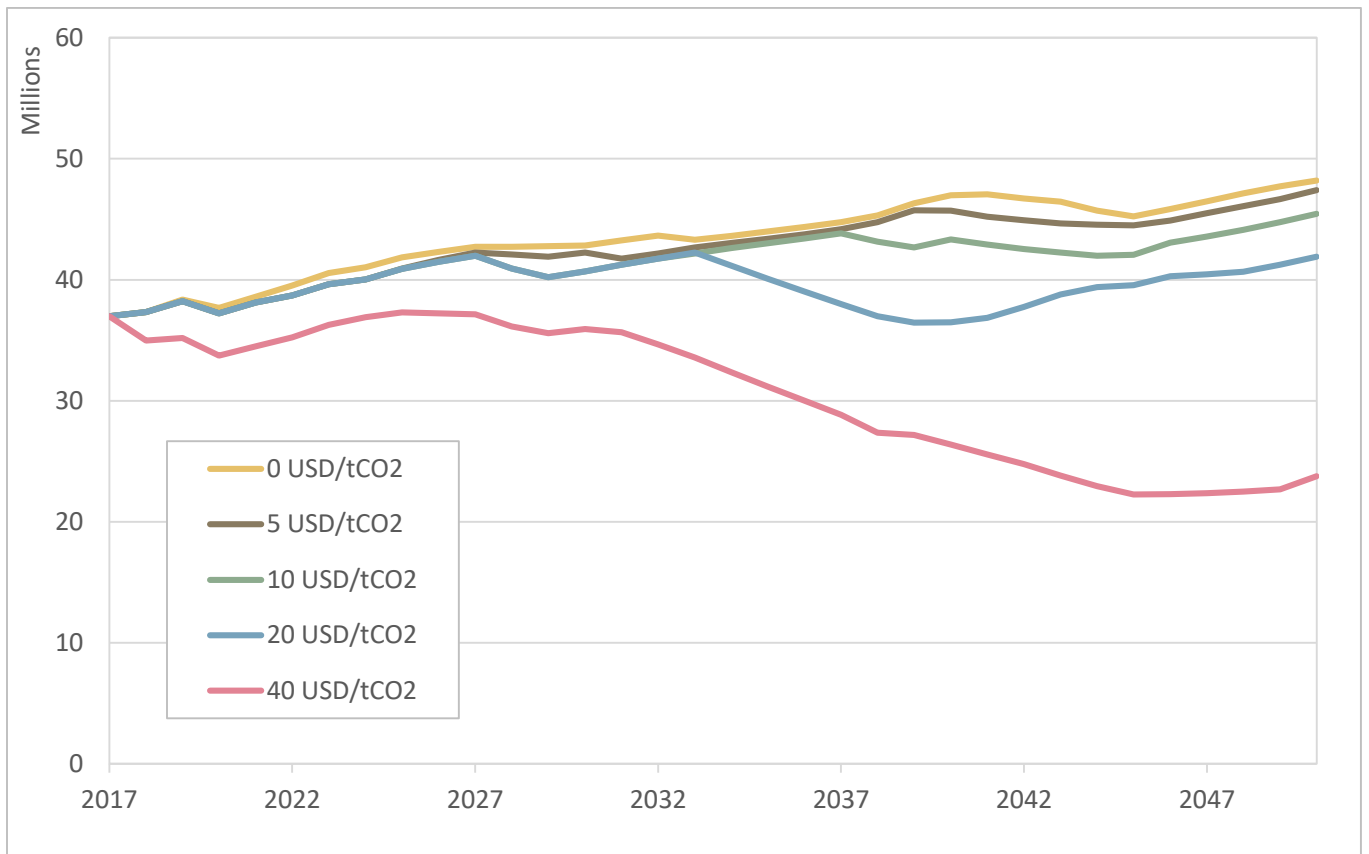


Figura 8-5 Emisiones de GEI [tCO₂e] según escenario

Fuente: Elaboración propia

8.2.4 Indicadores resumen

En la Tabla 8-6 se describen los efectos en la recaudación de impuesto, la reducción en emisiones de GEI y aumento en el costo de la energía, en cada caso con respecto al escenario de la tasa de impuesto nulo. La forma de cálculo de los indicadores es explicitada en la metodología descrita en la Sección 3.2.2.

Tabla 8-6 Indicadores generales de Chile, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | VP Costo de Reducción del sistema [MUSD2017] | VP Recaudación de Impuesto [MUSD2017] | Emisiones totales en el periodo [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [MtCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
|--|--|---------------------------------------|---|--|------------------------------------|---|
| 0 | 0.00 | 0.00 | 1,477.50 | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 16.16 | 1,757.40 | 1,448.90 | 28.61 | 1.94% | 0.56 |
| 10 | 60.50 | 3,473.55 | 1,412.48 | 65.02 | 4.40% | 0.93 |
| 20 | 193.72 | 6,814.48 | 1,342.89 | 134.61 | 9.11% | 1.44 |
| 40 | 1,665.95 | 11,786.31 | 1,043.36 | 434.15 | 29.38% | 3.84 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-7 Indicadores 2030 y 2050 Chile, tasa de descuento 10%

| Tasa de Impuesto [USD/tCO ₂] | 2030 | | 2050 | |
|--|------------------------------------|---|------------------------------------|---|
| | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] | Reducción de Emisiones totales [%] | Costo Medio de Reducción [USD2018/tCO ₂ e] |
| 0 | 0.00% | 0.00 | 0.00% | 0.00 |
| 5 | 1.41% | 1.20 | 1.65% | -0.21 |
| 10 | 5.01% | 2.63 | 5.71% | 0.06 |
| 20 | 5.01% | 2.63 | 13.08% | 0.30 |
| 40 | 16.13% | 7.39 | 50.69% | 1.10 |

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el costo medio de reducción aumenta en la medida que aumenta la tasa de impuesto considerada, lo anterior como resultado de que los costos aumentan más rápidamente que la reducción de emisiones. Se destaca que si bien, lo recaudado por impuesto también crece en línea con el impuesto, esta relación no es lineal, puesto que las tasas analizadas logran reducciones diferentes entre los escenarios. De esta forma si bien la tasa impositiva del carbono entre los escenarios aumenta con un factor de 2, la recaudación impuesto aumenta con un factor menor a 2. Cabe destacar que, sin embargo, el efecto en los escenarios de menor impuesto el aumento de la recaudación es levemente menor a 2, recién en la tasa impuesto mayor se observan mayores diferencias.

Se observa, sin embargo, que el costo del sistema, considerando costos de inversión, fijos y de operación, aumenta en la medida que aumenta la tasa impositiva, lo que es más en la medida que la tasa impositiva aumenta el doble, el costo del sistema aumenta a más del doble. Lo

anterior tiene relación con que es un sistema de optimización económico, y luego las primeras reducciones de emisiones son menos costosas que las reducciones siguientes. Estos rendimientos decrecientes se traducen en que los costos del sistema aumentan más rápido que las tasas impositivas.

Se puede observar que en todos los escenarios el impuesto recaudado es mayor que el aumento en el costo del sistema. Desde el punto de vista privado el costo total del impuesto en el sistema eléctrico corresponde a la suma del costo del sistema más el impuesto recaudado, sin embargo, desde el punto de vista social se puede considerar que este impuesto es más bien una transferencia, la cual volvería a la sociedad en la forma del financiamiento de las políticas públicas.

9. Conclusiones y recomendaciones

Los resultados presentados en el presente documento deben ser analizados dentro del objetivo y alcance definido para el presente estudio. En este sentido, las herramientas, supuestos y enfoques presentados guardan relación con el objetivo de analizar el impacto que tendrían diferentes precios del carbono, modelado como un impuesto aplicable a la emisión de dióxido de carbono en las centrales, en las decisiones sobre la cartera de inversión y en la operación de los sistemas eléctricos de cada país. Este proceso se realiza mediante un modelo de optimización de los costos del sistema considerando inversiones, costos de operación, costos fijos y la aplicación de diferentes tasas de impuesto. De esta forma, además de los resultados de las diferentes carteras de inversión “óptimas” para cada escenario de tasa y país, se puede observar la variación en la proyección de la operación del sistema y de las emisiones GEI resultantes.

Los resultados obtenidos de la modelación están limitados por las herramientas y, aún más importante, por los supuestos y parámetros utilizados. De esta forma, es relevante destacar los relativamente altos niveles de incertidumbre que se observan en ejercicios de modelación como el actual, donde la proyección de los diferentes supuestos y parámetros cuenta con importantes grados de incertidumbre. En este sentido, el estudio no tiene la ambición de proyectar de forma precisa las decisiones de inversión relacionadas a los sistemas eléctricos, sino que dar luces respecto de los efectos de los escenarios de tasas de impuesto al CO₂ para cada país.

9.1 Conclusiones transversales y comparación resultados entre países

Respecto a los resultados generales del estudio, se observa que el impuesto al carbono tiene impacto en las decisiones de inversión y operación, lo que resulta en una reducción de emisiones GEI para todos los países. La sensibilidad de las emisiones frente al impuesto varía según el país. Los principales factores que explican esta variación son la capacidad instalada de base, la demanda eléctrica futura, la curva de carga, el factor de planta de las centrales renovables intermitentes y la tasa de descuento utilizada.

El análisis de resultados permite efectuar las siguientes observaciones:

Observación 1) El impuesto al CO₂ es una herramienta efectiva para lograr reducciones de emisiones significativas acumuladas en todo el periodo de estudio, pero su impacto es diferente en cada país. Sin embargo, no existe una tasa de impuesto transversal a los países analizados que permita alcanzar niveles de reducción altos.

La Figura 9-1 ilustra las diferencias de respuesta de las emisiones al impuesto. Mientras Nicaragua y Costa Rica tienen una respuesta decreciente, alcanzando reducciones significativas a partir de la menor tasa estudiada (5%), Panamá y Chile requieren de tasas impositivas más altas para alcanzar una reducción apreciable. Honduras tiene una respuesta lineal intermedia.

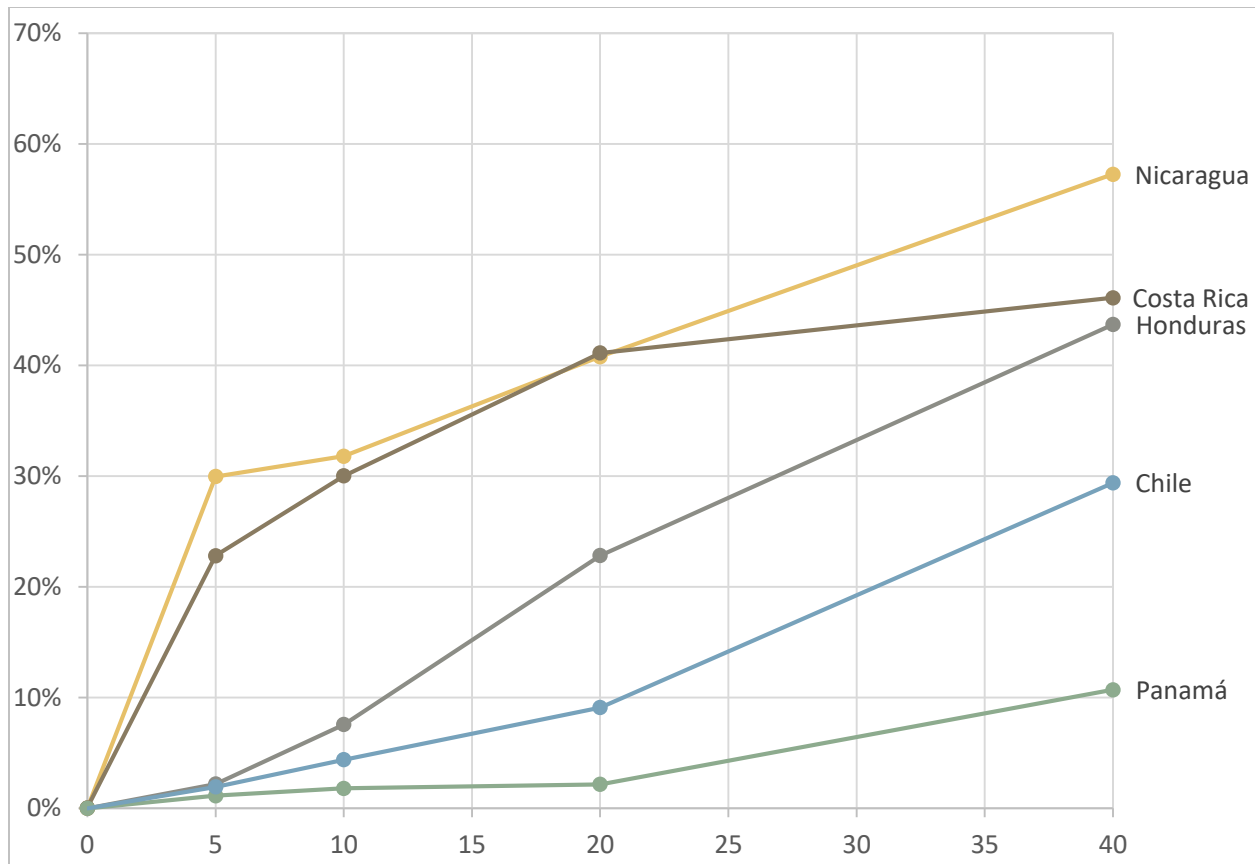


Figura 9-1 Reducción de emisiones totales del periodo (2017 o 2018 a 2050) por país y tasa de impuesto al CO₂.

Fuente: Elaboración propia

Lo anterior también es cierto para las reducciones de emisiones anuales, en lugar de las reducciones acumuladas. En la Tabla 9-1 se presenta la reducción porcentual respecto del caso sin un impuesto al carbono. Como es esperable, las reducciones son crecientes con la tasa del impuesto, excepto para Costa Rica, en que la tasa de 10 [USD/tCO₂] presenta reducciones levemente mayores que la tasa de 20 [USD/tCO₂]. Ese resultado, aparentemente contraintuitivo, se explica porque el modelo minimiza los costos totales del periodo de estudio, pudiendo resultar en que las emisiones de un año específico aumenten con una tasa de impuesto mayor.

Tabla 9-1 Reducción porcentual de emisiones en el año 2050 con respecto al escenario base para diferentes tasas de impuesto al CO₂

| Impuesto [USD/tCO ₂] | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
|----------------------------------|----------|-----------|------------|--------|-------|
| 0 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| 5 | 2% | 70% | 34% | 0% | 2% |
| 10 | 10% | 71% | 37.9% | 1% | 6% |
| 20 | 14% | 78% | 37.3% | 1% | 13% |
| 40 | 53% | 86% | 44% | 33% | 51% |

Nota: Resultados se muestran con dos cifras significativas excepto para Costa Rica para 10 y 20 USD/tCO₂.

Fuente: Elaboración propia

Observación 2) La tasa impositiva afecta al sistema eléctrico por medio de tres mecanismos:

M1) Instalación de capacidad de tipologías renovables intermitentes se adelanta en el tiempo con respecto al caso base.

M2) Cambio de tipologías instaladas, especialmente como capacidad de respaldo de tipologías renovables intermitentes.

M3) Se instalan nuevas centrales renovables que, en comparación con el caso base, desplazan parte de la generación de centrales existentes con altas emisiones de CO₂.

El primer mecanismo, que consiste en adelantar o atrasar inversiones de la misma tipología, resultando en una capacidad instalada de cada tipología similar al caso base. Este mecanismo opera en la medida que una tecnología se vuelve competitiva antes para el sistema, como resultado de la implementación del impuesto. De forma técnico-económico, el costo nivelado de la energía de una tipología se vuelve competitivo antes en el horizonte de estudio, lo que se traduce en instalación más tempranas de estas tecnologías. Frente a estos cambios en el cronograma se logra un nuevo equilibrio del cronograma de carteras pudiendo resultar en cambios en los cronogramas de otras centrales. Este tipo de efecto es apreciable, por ejemplo, en los escenarios de tasa impositiva baja de Panamá.

El segundo mecanismo opera en la situación en el proceso de optimización decide la instalación de nueva capacidad de generación, y donde la tasa impositiva resulta en el cambio de decisión respecto de la tipología a instalar, beneficiando la selección de centrales con menores emisiones de GEI. Desde el punto de vista técnico, el impuesto afecta el costo nivelado de la energía de las centrales emisoras de GEI aumentando su costo y eventualmente cambiando la decisión de inversión por centrales con menores emisiones.

Esto se complejiza por las restricciones del modelo que, por ejemplo, busca satisfacer la demanda en cada bloque. En este caso si el sistema requiere la expansión para cubrir la nueva demanda en un bloque nocturno no seleccionara centrales solares FV, sino que optara, por ejemplo, por centrales a gas natural, aun cuando el costo nivelado de energía de solar FV es menor que las

centrales a gas. Sin embargo, eventualmente puede resultar que el costo nivelado de energía de una central solar CSP sea menor que el costo de una central a gas. A modo de ejemplo, en la Figura 9-2 presenta los costos nivelados de energía de una central a gas bajo diferentes escenarios de tasa impositiva de CO₂, en comparación con el costo nivelado de una central CSP. Se observa que si no se considera el impuesto las centrales a gas es más competitiva, sin embargo, a partir de cierta tasa de impuesto se vuelve más competitiva la central CSP.

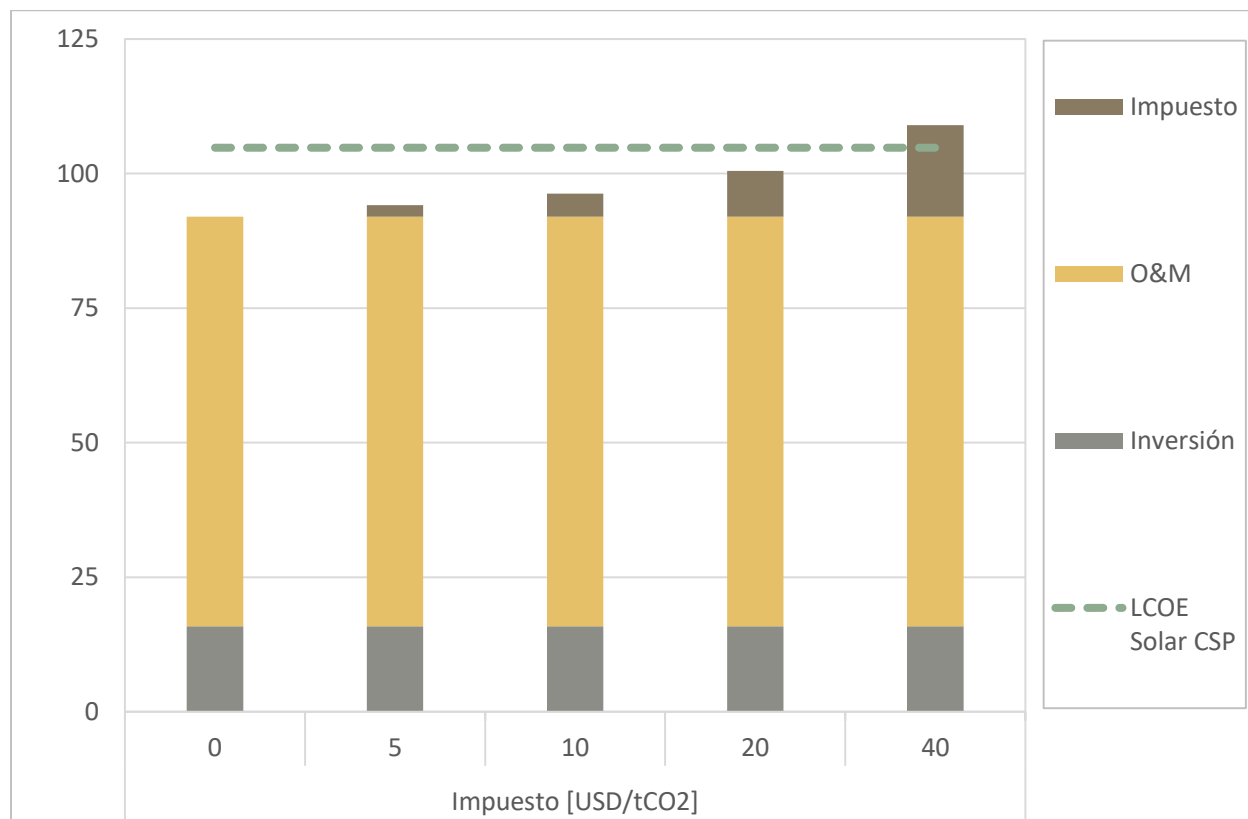


Figura 9-2 Proyección del costo nivelado de la energía [USD/MWh] para el 2025 de una central solar CSP comparado con central a gas

El costo CSP considera una inversión de CSP de 5,000 [USD/MW] y un factor de planta esperado de 0.6. En gas la inversión considerada es de 1,050 [USD/MW], su costo de operación es de 65.6 [USD/MWh], su factor de planta esperado de 0.8 y un factor de emisión de 0.43 [tCO₂/MWh]

Fuente: Elaboración propia

Como ejemplo del mecanismo de sustitución tecnológica se destaca la sustitución de nuevas centrales de carbón en Nicaragua por un mix de centrales renovables corresponde a la principal diferencia observada. Otra diferencia notable es la sustitución de centrales a gas natural por centrales solares CSP, lo cual ocurre en Honduras, Nicaragua, Panamá y Chile en el escenario de mayor precio del carbono.

El tercer mecanismo se da en los casos en donde el sistema, decide realizar la instalación de nueva capacidad para la sustitución de la operación de las centrales fósiles que se han vuelto más costosa. En estos casos el costo nivelado de la energía de una nueva central resulta menor que

el costo de operación de algunas de las centrales existentes. Este mecanismo ocurre en el modelo de optimización aún al no considerar las tasas impositivas, y es la explicación de la capacidad ociosa²⁰ de, por ejemplo, las centrales diésel. La diferencia en el caso del impuesto al carbono es que esto resulta como efecto del impuesto sobre las emisiones de las centrales a combustibles fósiles.

En la Figura 9-3 se presenta, a modo de ejemplo, la comparación entre los costos de operación más impuesto de una central a carbón con el costo nivelado de energía esperado al año 2050 de una central CSP. Se observa que, para una tasa impositiva suficientemente alto, el costo nivelado de la energía de una central CSP es menor al costo de operación de la central de carbón. En estos casos el modelo de optimización opta por la instalación de una nueva central CSP, significando una reducción de la generación de carbón.

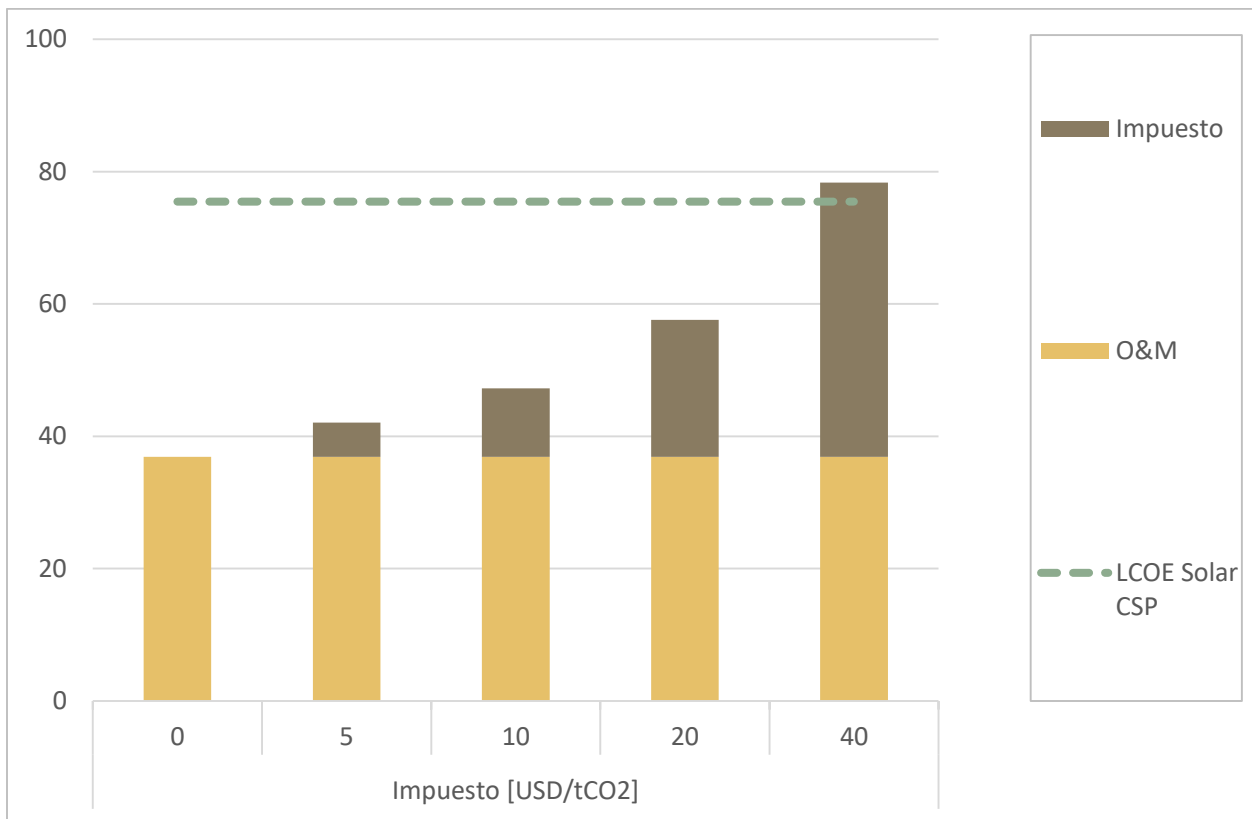


Figura 9-3 Proyección del costo nivelado de la energía [USD/MWh] de una central solar CSP para 2050, comparado con el costo de operación de una central a carbón existente más el impuesto al CO₂

El costo CSP considera una inversión de CSP de 3,600 [USD/MW] y un factor de planta esperado de 0.6. En carbón el costo de operación es de 36.9 [USD/MWh], su factor de planta esperado de 0.8 y un factor de emisión de 1.04[tCO₂/MWh]

Fuente: Elaboración propia

²⁰ Reflejado en un bajo factor de planta

Observación 3) El costo de reducción representa sólo una fracción del costo privado adicional del sistema, el cual se compone por la suma de costo de reducción y de la recaudación. De hecho, para el rango de tasas impositivas estudiadas, la recaudación de impuesto es mayor que los costos de reducción del sistema en todos los países.

La implementación de un impuesto a las emisiones de CO₂ resulta en un costo privado adicional al sistema que se compone por dos tipos de costos privados: pago del impuesto (recaudación) y los costos de reducción estimados a partir de la variación de la inversión, mantención y operación del sistema.

Desde el punto de vista social, sólo estos costos de reducción se consideran como un costo adicional²¹, en la medida que la recaudación se considera como una transferencia desde el privado al Estado. Desde el punto de vista social los recursos obtenidos por medio de la recaudación de impuestos pueden ser reinvertidos en la sociedad²² resultando en un costo neto nulo.

En la Tabla 9-2 se observan los costos de reducción por cada unidad recaudación proyectada. Se observa que todos los valores son menores a 1, lo cual implica que los costos de reducción del sistema son menores a la recaudación obtenida. Se observa una tendencia a tener un menor ratio costo de reducción a recaudación en escenarios de precio al carbono menores, esto puesto que en el rango de tasas impositivas modeladas, si bien una mayor tasa impositiva implica una mayor recaudación, también implica un mayor costo adicional en reducción. Este último costo es creciente y en la mayoría de los casos aumenta más rápido que la tasa impositiva.

Tabla 9-2 Relación costos reducción/recaudación, para tasa impositiva y países

| Escenario [USD/tCO ₂] | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
|-----------------------------------|----------|-----------|------------|--------|-------|
| 5 | 0.08 | 0.19 | 0.17 | 0.01 | 0.01 |
| 10 | 0.12 | 0.10 | 0.19 | 0.01 | 0.02 |
| 20 | 0.22 | 0.10 | 0.31 | 0.01 | 0.03 |
| 40 | 0.32 | 0.31 | 0.74 | 0.04 | 0.14 |

La relación se estima como el cociente del VP de la recaudación y el VP de los costos de reducción, de acuerdo a la definición de los indicadores en la Sección 3.2.2

Fuente: Elaboración propia

Observación 3.1) La recaudación por el impuesto al CO₂ aumenta con el aumento de la tasa de dicho impuesto, pero a un menor ritmo.

Respecto a la recaudación, resulta interesante observar en la Figura 9-4 como varía la recaudación respecto a la tasa de impuesto del carbono. Si el sistema eléctrico no fuera sensible al precio del carbono la recaudación sería perfectamente proporcional a la tasa de impuesto,

²¹ Cabe destacar que en un modelo que considere la elasticidad de la demanda eléctrica al costo, puede tener mayores costos sociales asociados a la pérdida del excedente del consumidor.

²² Por ejemplo, en medidas que permitan reducir los efectos del impuesto en la demanda.

como muestra la recta para un “sistema completamente insensible”. La desviación de esta recta permite tener una noción de cuan sensible son las emisiones del sistema a la tasa impositiva. En la Figura 9-5 se presenta el mismo efecto, pero normalizado con respecto a la recaudación sin que las emisiones disminuyan. En este caso se puede leer directamente del grafico la proporción de la recaudación estática que se obtiene en la realidad.

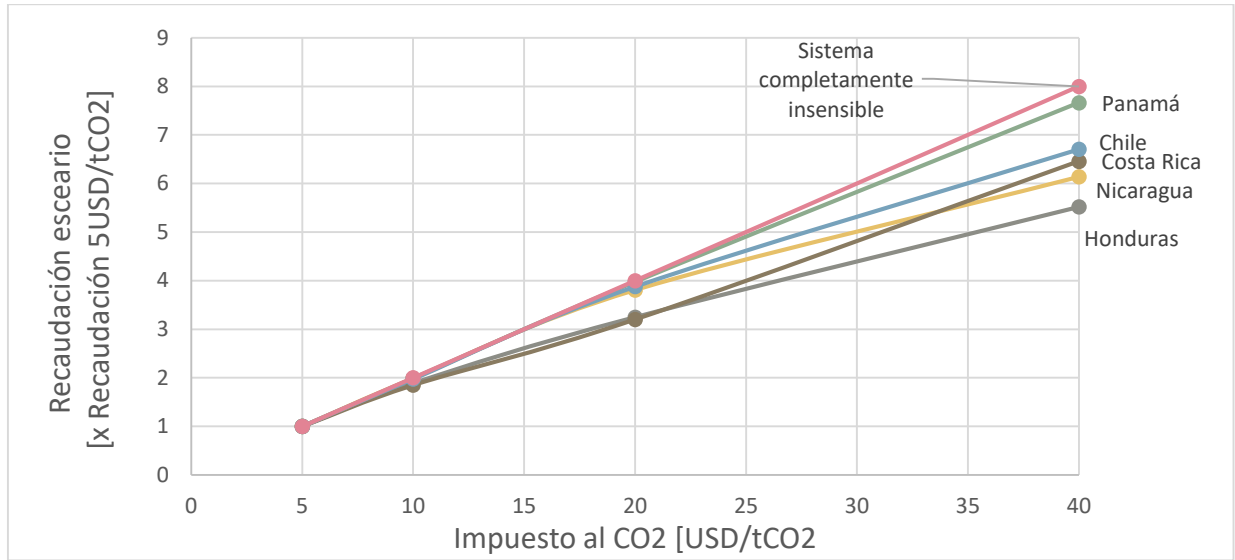


Figura 9-4 Recaudación [veces respecto a recaudación de escenario 5 USD/tCO₂]

Fuente: Elaboración propia

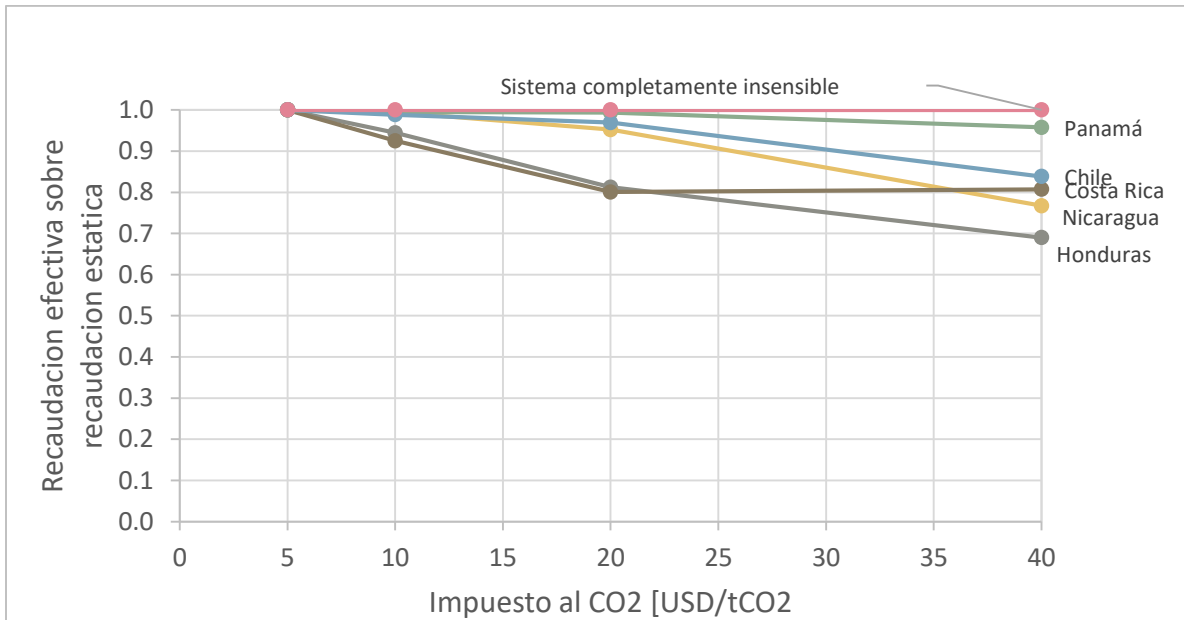


Figura 9-5 Recaudación [veces respecto a recaudación de escenario 5 USD/tCO₂] sin efecto tasa

Fuente: Elaboración propia

Las figuras muestran que Panamá tiene el sistema menos sensible a la tasa impositiva, mostrando una reacción notoria recién a la tasa impositiva mayor. Nicaragua y Chile, presentan resultados similares a Panamá para tasas inferiores a 20 [USD/tCO₂], sin embargo, para tasas mayores presentan una reacción mayor. Por último, Honduras y Costa Rica, presentan reacciones importantes a las tasas más bajas de impuestos. Mientras la tasa de 10 [USD/tCO₂] en Honduras resulta en la primera sustitución de una fracción de las centrales a instalar de gas por centrales solares y eólicas, en Costa Rica ocurre un efecto opuesto al caso chileno: las emisiones base son muy bajas, por lo que pequeñas reducciones resultan en un alto cambio porcentual de las emisiones del sistema.

Observación 3.2) Los costos de reducción son crecientes en la medida que aumenta la tasa impositiva. Sin embargo, los costos medios de reducción son siempre menores que la tasa impositiva.

La Tabla 9-3 presenta los costos de reducción de emisiones, entendidos como los costos adicionales del sistema con respecto a una situación sin impuesto a las emisiones de CO₂. Se observa que para las tasas impositivas que resultan en sustituciones tecnológicas y/o reemplazo de tecnologías operando²³ los costos de reducción aumentan significativamente, aumentando proporcionalmente más rápido que la variación las tasas impositivas. Sin embargo, se destaca casos en que la variación de la tasa impositiva no resulte en modificaciones significativas de la cartera de proyectos, resultando en costos de reducción similares entre los escenarios.

Se destaca que aún en estos casos que resultan en carteras de proyectos similares, el costo de reducción es creciente con la tasa impositiva. Lo anterior se puede apreciar en la Tabla 9-3, lo anterior tiene sentido en un modelo de optimización como el utilizado, de forma que cada aumento de la tasa impositiva nos aleja más de la situación óptima respecto del escenario base sin impuesto y, por lo tanto, se implementan mayores costos para lograr menores reducciones.

Tabla 9-3 Valor presente de los costos de reducción [MMUSD2018] según escenarios de precio del CO₂

| Escenario [USD/tCO ₂] | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
|-----------------------------------|----------|-----------|------------|--------|-------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 5.2 | 8.8 | 0.8 | 1.3 | 16 |
| 10 | 15.1 | 9.4 | 1.7 | 2.1 | 61 |
| 20 | 49.2 | 17.4 | 4.8 | 2.7 | 193 |
| 40 | 117.7 | 86.9 | 22.8 | 29.5 | 1,665 |

Nota. VP calculado para el año base y un horizonte hasta el 2050 con una tasa de descuento del 10%

Fuente: Elaboración propia.

La comparación de estos costos entre los países de forma directa es un ejercicio poco útil, puesto que el tamaño de los sistemas, y la extensión de las inversiones y costos de operación varían de forma significativa entre los diferentes países. De esta forma un indicador más apropiado

²³ Segundo y tercer mecanismos descritos anteriormente en esta misma Sección.

corresponde al costo medio de reducción (ver Tabla 9-4), donde se observa que los costos se mueven en órdenes de magnitud similares.

Los costos medios de reducción más bajos se encuentran en Nicaragua, lo que responde al alto impacto en término de emisiones de evitar la instalación de nueva capacidad a carbón, aun así, corresponde a un costo no menor. Por su parte, Costa Rica tiene el costo medio más alto para el caso de un impuesto de 40 [USD/tCO₂], el cual se explica por la participación de combustibles fósiles sólo en algunos bloques temporales, lo cual resulta en inversiones en capacidad que es utilizada sólo intermitentemente, sin presentar los beneficios de ahorros en combustibles desplazados masivamente obtenidos en otros países.

Tabla 9-4 Costo medio de reducción y costo medio incremental [USD2018/tCO₂e]

| Escenario [USD/tCO ₂] | Costo medio de reducción (1) | | | | | Costo medio incremental (2) | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|-----------|------------|--------|-------|-----------------------------|-----------|------------|--------|-------|
| | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
| 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 5 | 3.04 | 0.46 | 0.51 | 1.18 | 0.56 | 3.04 | 0.46 | 0.51 | 1.18 | 0.56 |
| 10 | 2.58 | 0.46 | 0.78 | 1.21 | 0.93 | 2.40 | 0.46 | 1.63 | 1.27 | 1.22 |
| 20 | 2.78 | 0.67 | 1.60 | 1.29 | 1.44 | 2.88 | 1.42 | 3.83 | 1.71 | 1.91 |
| 40 | 3.48 | 2.39 | 6.81 | 2.84 | 3.84 | 4.24 | 6.66 | 49.78 | 3.23 | 4.92 |

(1) Se calcula como el costo total dividido por las emisiones totales reducidas.

(2) Se calcula como el aumento de costo de reducción dividido por la reducción adicional entre una tasa de impuesto y la anterior.

Fuente: Elaboración propia

Al analizar los resultados en la Tabla 9-4, llama la atención de que para Honduras el costo medio no es creciente con el aumento de la tasa. Este es un resultado que a primera vista puede resultar contraintuitivo, dado que en la medida que aumenta el impuesto se implementan medidas más costosas para reducir, aumentando el costo medio. Al respecto se debe considerar que la modelación se basa en una optimización del sistema considerando que la tasa de impuesto se aplica desde el comienzo del periodo. De esta forma la expansión del sistema y su operación son únicas en cada escenario de tasa, y operan como alternativas excluyentes una de otras.

En la Tabla 9-5 se presentan los indicadores para Honduras en los escenarios de tasas de 5 y 10 [USD/tCO₂], con la configuración optimizada para cada escenario y con la configuración cruzada, es decir, con los resultados de la configuración del sistema eléctrico del escenario de 10 [USD/tCO₂] operando en un sistema con una tasa impositiva de 5 [USD/tCO₂] y viceversa. Se observa como en cada escenario de tasa impositiva, efectivamente se cumple que la expansión optimizada resulta en los menores costos totales. Sin embargo, se observa la diferencia entre ambas expansiones donde mientras los costos de reducción aumentaron en 2.9 las reducciones aumentaron 3.4 veces, resultando en un costo medio menor.

Tabla 9-5 Indicadores para escenarios

| Escenario tasa impositiva | 5 [USD/tCO ₂] | | 10 [USD/tCO ₂] | |
|---|---------------------------|--------------|----------------------------|---------------|
| | Expansión 5 | Expansión 10 | Expansión 5 | Expansión 10 |
| Configuración del Sistema Eléctrico | | | | |
| Costo Total [MUSD2018] | 72.6 | 85.21 | 153.55 | 142.53 |
| Costo Reducción [MUSD2018] | 5.18 | 15.15 | 5.18 | 15.15 |
| Reducción [MtCO₂e] | 1.70 | 5.86 | 1.70 | 5.86 |
| Costo Medio [USD/tCO₂e] | 3.04 | 2.58 | 3.04 | 2.58 |

Fuente: Elaboración propia

9.2 Conclusiones por país: precio del carbono y compromisos NDC

Para concluir, se presentan conclusiones respecto a los resultados presentados en el informe con los compromisos establecidos por cada país en su NDC. Cabe destacar que los NDC son un instrumento que se espera se renueve cada 5 años con el objetivo de actualizar los compromisos en materia de cambio climático de cada país²⁴. Para el contexto de este estudio fueron analizados los primeros NDC presentados por cada país, enfocando el análisis en los compromisos en términos de mitigación de las emisiones GEI. Dado que los compromisos son nacionalmente determinados, la comparación de ellos es compleja, un resumen de ellos se presenta en la Tabla 3-1. Cabe destacar que la presente Sección no tiene como objetivo realizar una crítica o análisis de los compromisos de cada país, sino que discutir sobre como el uso de una herramienta como el impuesto al precio del carbono puede aportar al cumplimiento de los compromisos.

²⁴ De hecho, a la fecha del presente Chile ya había presentado su Actualización 2020 de la NDC, la cual establece metas más concretas en temas de mitigación.

Tabla 9-1 Compromisos de mitigación generales y específicos del sector energía, incluidos en los NDC de cada país estudiado

| País | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
|-----------------------|---|--|--|--|--|
| General | 15% con respecto a escenario BAU para el año 2030 | Sin especificar | 44% con respecto a escenario BAU para el año 2030 | Sin especificar | Presupuesto de emisiones GEI limitado a 1,100 MtCO ₂ e entre 2020 y 2030. Peak de emisiones al año 2025. 2030 emisiones de 95 MtCO ₂ e Reducción de 25% de emisiones de carbono negro al 2030, respecto al 2016. |
| Sector Energía | Reducción del uso de leña en un 39% | Aumentar la participación de energías renovables en un 60% al 2030 | Alcanzar un 100% de participación de energías renovables al 2030 | Aumentar la participación de energías renovables en un 30%, con respecto al 2014, para el 2050 | Sin especificar |

Fuente: Elaboración propia en base a (Chile, 2020; *Contribución Prevista y Determinada de Costa Rica*, 2015; Gobierno de la República de Honduras, 2015; Gobierno de la República de Panamá, 2016; Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) de Nicaragua, 2018)

9.2.1 Honduras

Honduras no presenta un compromiso específico al sector eléctrico, sin embargo, presenta un compromiso asociado a la reducción de emisiones GEI para el año 2030 respecto de un escenario tendencial-BAU. La NDC no explícita cuanto serían las emisiones del escenario BAU para el año 2030, pero establece un compromiso de reducción de 15% respecto de las emisiones para el año 2030.

En la Figura 9-6 se presenta la proyección de las emisiones por generación eléctrica en Honduras hasta el año 2030. Se observa una reducción importante de las emisiones asociadas a la entrada en operación de capacidad comprometida, alcanzando su punto mínimo el año 2023, año en que entre en operación la última unidad de generación hidráulica comprometida.

Respecto al efecto de las tasas de impuesto, se observa como una tasa impositiva de carbono, aunque relativamente baja, tiene impacto desde temprano en la reducción de emisiones del sistema eléctrico. Si bien de forma tendencial se espera la instalación de centrales renovables de bajo costo y bajo factor de planta, como las solares FV y eólicas, el impuesto significaría un incentivo adicional a la instalación de centrales eólicas que puedan desplazar parte de la generación diésel en las horas de la tarde/noche en que las centrales FV no operen.

Cabe destacar que en todos los escenarios modelados se consideraron centrales de gas natural como parte de los resultados óptimos. Esta central operaría como respaldo de las centrales renovables intermitentes, permitiendo generar electricidad en los momentos en que estas centrales tengan menos disponibilidad. En específico se observa que todos los escenarios estiman la instalación de al menos 200 [MW] de este tipo de tecnología, pero se observa que en los escenarios con menor tasa impositiva se espera el adelantamiento de este tipo de centrales para el año 2030 tener entre 300 y 400 [MW] de capacidad instalada de gas. En los escenarios con mayor tasa, se espera llegar a la misma capacidad, pero hacia mediados de la década del 2030. En lugar de las centrales a gas adicionales el sistema complementa con centrales eólicas.

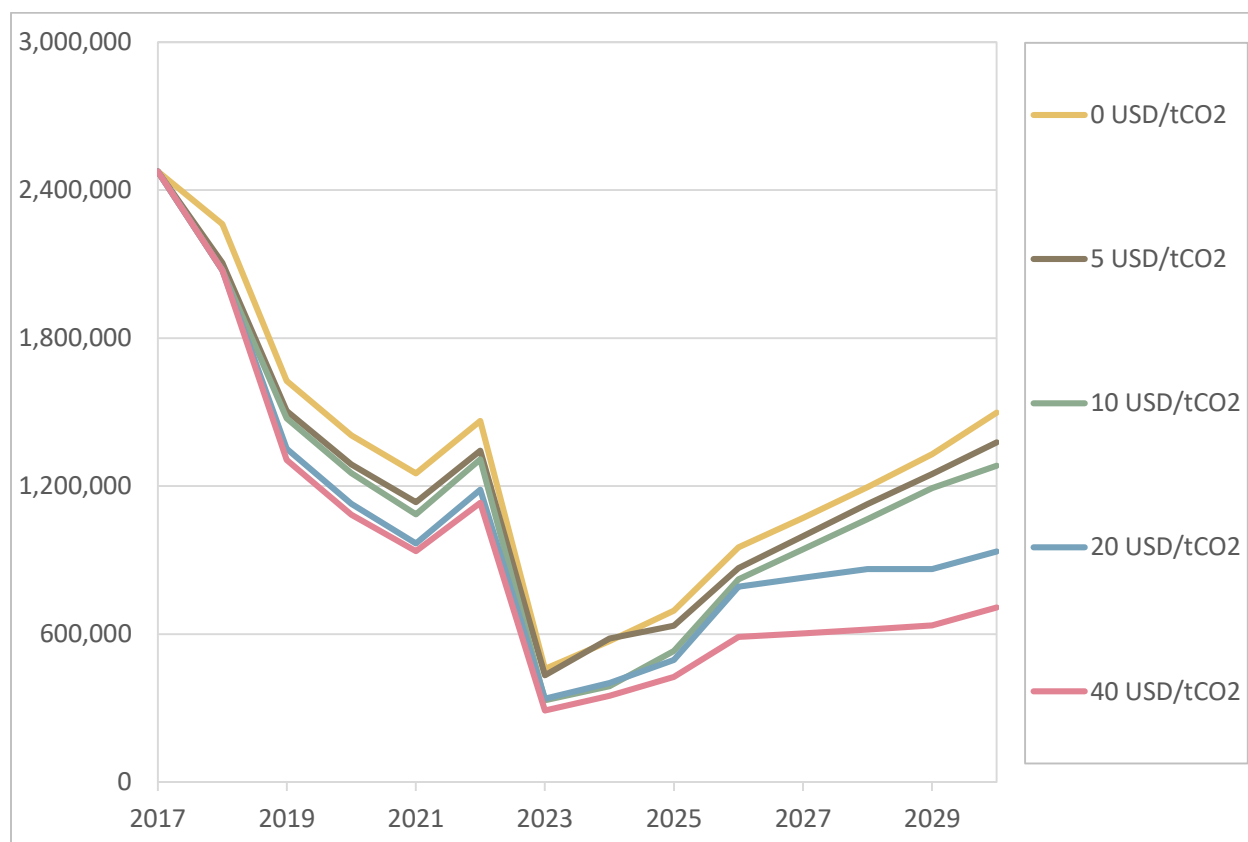


Figura 9-6 Proyección de emisiones [tCO₂] por generación eléctrica

Fuente: Elaboración propia

Si se considera que el escenario base es un símil del escenario BAU referido en la NDC, se observa que el escenario con tasa de 10 [USD/tCO₂] (ver Tabla 9-6), permitiría alcanzar un nivel de emisiones como el comprometido en la NDC. Sin embargo, se destaca que el escenario BAU y sus proyecciones de emisiones no se explicita en la NDC pudiendo ser diferente del escenario base considerado en el presente documento. Por lo demás, el compromiso de NDC de honduras está condicionado a que “el apoyo sea favorable, previsible y se viabilicen los mecanismos de financiamiento climáticos” (Gobierno de la República de Honduras, 2015).

Tabla 9-6 Emisiones respecto de las emisiones GEI 2030

| Escenario | Emisiones | Reducción |
|-------------------------|-----------|-----------|
| 0 USD/tCO ₂ | 100.0% | 0.0% |
| 5 USD/tCO ₂ | 91.9% | 8.1% |
| 10 USD/tCO ₂ | 85.6% | 14.4% |
| 20 USD/tCO ₂ | 62.4% | 37.6% |
| 40 USD/tCO ₂ | 47.3% | 52.7% |

Fuente: Elaboración propia

En este sentido el uso de una herramienta de precio al carbono, como el impuesto modelado podría aportar de forma relevante para cumplir con los objetivos establecidos en la NDC. Sin embargo, para determinar cuánto debiera ser el nivel de la tasa, se debe conocer la proyección del escenario BAU, considerando la totalidad de los sectores.

9.2.2 Nicaragua

En su NDC (Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) de Nicaragua, 2018) Nicaragua se compromete a “incrementar el porcentaje de generación eléctrica por medio de otras fuentes de energías renovables como solar, eólica y biomasa en un 60% en el año 2030”. Cabe destacar que anteriormente en el documento, se establece que al año 2016, la capacidad renovable de Nicaragua era de 661.1 [MW]. En base a lo anterior se entiende que la meta de Nicaragua es contar con una capacidad de generación renovable de 1,057.9 [MW] al año 2030.

En la Tabla 9-7 se presentan los resultados de la proyección de la capacidad en los diferentes escenarios. Se observa que, en todos los escenarios, incluyendo el escenario base, se sobrepasa largamente el compromiso de la NDC. Al respecto cabe destacar dos aspectos de los supuestos de extrínsecos al modelo que determinan este resultado: la demanda eléctrica y el costo de las tecnologías renovables. Se observa que la misma tendencia se observa a nivel de generación de electricidad, la cual se presenta en la Tabla 9-8. Se observa que el crecimiento de las renovables en término de generación es menor que en términos de capacidad, lo cual responde al menor factor de planta de las centrales renovables intermitentes instaladas.

Tabla 9-7 Capacidad instalada en 2030 [MW] en Nicaragua por escenario

| Tipo Capacidad | 0 USD/tCO2 | 5 USD/tCO2 | 10 USD/tCO2 | 20 USD/tCO2 | 40 USD/tCO2 |
|-------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| Fósil | 836 | 921 | 1,006 | 921 | 921 |
| Renovable | 1,747 | 1,747 | 1,747 | 1,747 | 1,777 |
| Aumento Renovable | 164% | 164% | 164% | 164% | 169% |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9-8 Generación en 2030 [GWh] en Nicaragua por escenario

| Tipo Capacidad | 0 USD/tCO2 | 5 USD/tCO2 | 10 USD/tCO2 | 20 USD/tCO2 | 40 USD/tCO2 |
|-------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| Fósil | 1,781 | 1,781 | 1,781 | 1,781 | 1,572 |
| Renovable | 6,342 | 6,342 | 6,342 | 6,342 | 6,551 |
| Aumento Renovable | 132% | 132% | 132% | 132% | 139% |

Fuente: Elaboración propia

La combinación de una proyección alta de demanda, en conjunto con un sistema costoso de operación que el año base obtiene el 41% de su generación desde el diésel (ver Tabla 5-4), resultan en una presión para una rápida instalación de nueva capacidad que permita satisfacer la nueva demanda y desplazar la generación diésel por tecnologías con un costo nivelado menor. De los cinco países en estudio, Nicaragua es, proporcionalmente, el país con la mayor expansión en el horizonte de estudio alcanzando tasas de crecimiento promedio en el horizonte hasta el año 2050 de entre 4.8%-5.1%. Este crecimiento es aún más dramático en el análisis al año 2030, observándose tasas de crecimiento anuales promedio de entre 7.1%-7.7%.

Por su parte, el modelo contempla costos y proyecciones de costos genéricas a nivel internacional, que reflejan una caída importante en las tecnologías renovables intermitentes – solar y eólica – así como una tasa de descuento de 10% que se supuso para todos los sistemas estudiados. Al respecto cabe destacar que estos supuestos pudieran no reflejar los costos percibidos por los actores del sistema eléctrico de Nicaragua, resultando en una desviación de los resultados presentados.

En base a estos resultados, se observa que un sistema de impuesto al carbono no es necesario puesto que los compromisos se cumplen, bajo estos supuestos, sin necesidad de acciones adicionales. En este sentido es de mayor relevancia concentrar los esfuerzos en cerrar las brechas que dificultan la instalación de la nueva capacidad en línea con lo proyectado en los resultados. Aun así, los resultados apuntan a que un instrumento como un impuesto al carbono puede tener un rol relevante para compromisos futuros más ambiciosos. Se observa que en la medida que se requieran compromisos más ambiciosos tanto en la meta de emisiones o en un presupuesto de carbono²⁵, es necesario un precio del carbono más alto.

9.2.3 Costa Rica

La NDC de Costa Rica hace referencia al VII Plan nacional de energía 2015-2030 que establece como meta aspiracional alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable. Dicha

²⁵ Carbon Budget

estrategia busca evitar un crecimiento rápido de la demanda de electricidad apuntando a la eficiencia energética y a la generación distribuida como mecanismos que permiten un crecimiento menor de la demanda.

En la Tabla 9-9 se observan los resultados de generación eléctrica para Costa Rica en el año 2030, observándose que, si bien la meta no se cumple en ninguno de los escenarios, en todos se cuenta con una generación renovable superior al 98%. Se observa que a medida que aumenta la tasa impositiva del carbono, se cuenta con una reducción de la generación diésel. Es destacable, sin embargo, que en el escenario con mayor tasa impositiva se observa una fracción de la generación en base a gas. Lo anterior es resultado del proceso de desplazamiento de la generación diésel, especialmente en los periodos donde las centrales renovables intermitentes no cuentan con disponibilidad suficiente para cubrir la demanda. Al respecto cabe destacar que es posible que esta necesidad de respaldo puede ser suplida por otras tecnologías no fósiles, entre ellas destaca el almacenamiento de energía. Cabe destacar que esta tipología de generación no fue incluida en el modelo, dada las limitaciones técnicas de la herramienta LEAP que no permite la modelación ni optimización con este tipo de tecnología.

Tabla 9-9 Generación eléctrica [GWh] en Costa Rica 2030, bajo diferentes escenarios

| Tipo de Central | 0 USD/tCO2 | 5 USD/tCO2 | 10 USD/tCO2 | 20 USD/tCO2 | 40 USD/tCO2 |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Petróleo/Diésel | 269 | 163 | 148 | 123 | 28 |
| Gas | - | - | - | - | 120 |
| Hidroeléctricas | 8,047 | 7,826 | 7,795 | 7,732 | 7,763 |
| Otras Renovables | 5,405 | 5,731 | 5,778 | 5,866 | 5,809 |
| Total renovable | 98.0% | 98.8% | 98.9% | 99.1% | 98.9% |

Fuente: Elaboración propia

Aun en un escenario con una tasa impositiva alta no se alcanza la meta. Sin embargo, se destaca que para cumplir una meta con este nivel de ambición es necesario una batería de herramientas que permitan por medio de una política pública, y con un aporte relevante del privado, cumplir con la meta. Lo anterior, no implica, necesariamente, que el precio del carbono no juegue un rol relevante en el cumplimiento de la meta. Lo anterior es especialmente cierto en vista de los resultados del presente estudio para mediados de siglo, donde se proyecta un repunte de las emisiones del país en el caso base. En este sentido se destaca que un impuesto, aun bajo, tiene impacto relevante en las emisiones, aportando de forma relevante en mantener en un nivel bajo las emisiones GEI del sector eléctrico.

9.2.4 Panamá

En su NDC, Panamá compromete que “incrementará en el sector energía en un 30% la capacidad instalada al 2050 proveniente de fuentes renovables no convencionales como la eólica y solar” (Gobierno de la República de Panamá, 2016). En la NDC hace referencia al Plan energético Nacional 2015-2050, planteando que la capacidad instalada es 7% eólica y 1% solar FV. Se observa una inconsistencia, dado que dicho plan estima una capacidad instalada para el año 2014 de 2.826 [MW], de los cuales sólo un 2% corresponden a capacidad eólica y 0% a energía solar (SNE

Panamá, 2016). Ante esta inconsistencia se tomará como punto de referencia la capacidad instalada en el año 2018, que corresponde a 270 [MW] de energía eólica (8.4% del total) y 58 [MW] solar (1.8% del total). Considerando lo anterior la meta comprometida para el año 2050 corresponde a alcanzar una capacidad instalada de 426 [MW].

Al respecto se destaca que todos los escenarios sobrepasan dicha meta en los primeros cinco años modelados. Cabe destacar que, sin perjuicio de lo anterior, se observa que los resultados en el caso de Panamá son bastante similares en todos los escenarios de precio del carbono, salvo en el caso con mayor tasa impositiva dónde se observa un desacoplamiento de los demás escenarios a partir del año 2030. Lo anterior ocurre debido a la capacidad existente y comprometida en Panamá. Al respecto, se destaca que se encuentra comprometido cerca de 800 [MW] de centrales a gas natural en Panamá durante los primeros cinco años. Esta disponibilidad de centrales instaladas con un alto factor de planta, facilita la instalación de centrales renovables con bajo factor de planta como la solar y eólica, las cuales operarían respaldadas por estas centrales a gas natural.

Dado lo anterior, se observa que la incorporación de estas centrales en la línea base tiene como consecuencia que los resultados de la modelación del precio del carbono apunte a que su impacto sea menor en comparación que los otros países de análisis. Si bien, por si sola tiene un impacto limitado, no se descarta que tenga un impacto mayor en caso de ser aplicada como parte de un conjunto de otras políticas.

9.2.5 Chile

Chile presentó en abril de 2020 su primera actualización al NDC presentado el año 2020. Como elemento relevante de mejora, Chile estableció metas absolutas comprometiendo un peak al año 2025, una meta absoluta en términos de emisiones GEI al año 2030 y un presupuesto de emisiones para la década 2020-2030. Adicionalmente, se comprometió a una meta en término de reducciones de carbono negro. Si bien no adopta ningún compromiso en término de emisiones del sector eléctrico, se debe destacar que de acuerdo al último inventario nacional (MMA, 2018), el año 2016 el sector representaba el 32.5% de las emisiones del país, y luego gran parte de las opciones del país de alcanzar a cumplir con sus metas están relacionadas con reducir las emisiones del sector. Respecto al carbono negro el sector representa un 1.3% del total de emisiones del país, las cuales responden principalmente a la combustión de leña en los hogares, así como el uso de diésel para transporte y maquinarias fuera de ruta (GreenLab-Dictuc & UTFSM, 2017).

En la Figura 9-7 se observa el impacto del precio del carbono para el período 2017-2030. Se observa que el caso base es prácticamente igual que los dos escenarios con tasa impositiva del carbono menor a 10 [USD/tCO₂]. Al respecto cabe destacar que Chile cuenta con un impuesto a las emisiones de CO₂ que afecta a las unidades generadoras, sin embargo, dicho impuesto no es considerado al momento de despachar las unidades. Se observa que hasta el año 2026 se espera una suerte de estabilización de las emisiones, lo que implicaría que la nueva demanda es cubierta por centrales renovables.

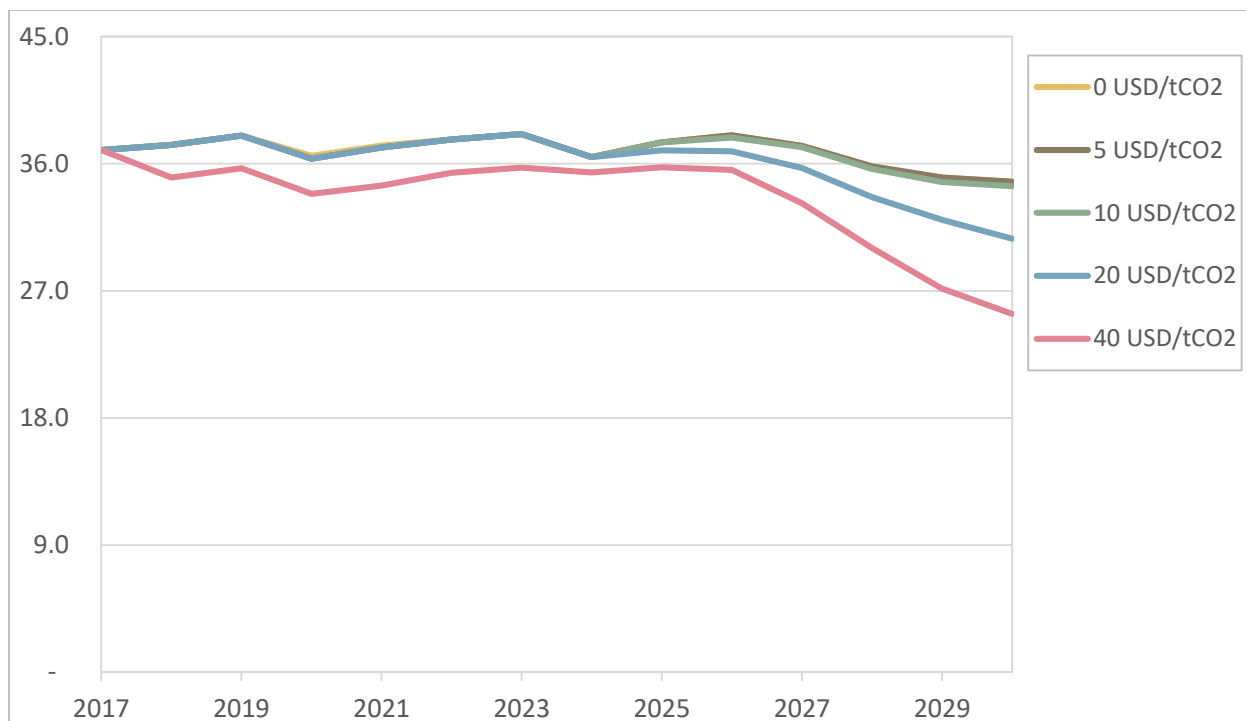


Figura 9-7 Proyección de emisiones GEI [MtCO₂e] sector eléctrico considerando retiro de centrales de carbón según escenario de impuesto del carbono

Fuente: Elaboración propia

Respecto a los compromisos, se observa que en los casos con menor tasa de impuesto el *peak* ocurre un año después de lo comprometido. Cabe destacar que, el *peak* de emisiones del sector presenta una incertidumbre natural asociado no sólo a la inversión, entrada en operación de las nuevas unidades y demanda eléctrica, sino que también a la hidrología y condiciones climáticas. De esta forma, la fecha del *peak* en el sector presenta un nivel de incertidumbre del cual la NDC no hace mención.

Respecto al presupuesto de carbón en la Tabla 9-10 se observa la proyección de emisiones GEI totales del país suponiendo que se mantiene invariante la relación entre las emisiones del sector eléctrico y las emisiones nacionales del año 2016. Se observa que ninguno de los escenarios alcanza a cumplir con la meta, sin embargo, el escenario de mayor costo es el que más se acerca al cumplimiento de la meta. En este sentido, para el sector no sería suficiente el aumento de una tasa de impuesto y el plan de retiro de centrales a carbón (descarbonización) modelado, sino que habría que incorporar nuevos esfuerzos. Cabe destacar que el plan de retiro de centrales a carbón modelado sólo tiene definida su primera etapa, mientras que el resto del proceso fue modelado al cronograma de salida de las centrales modelado por la CNE en sus estudios base. Por lo tanto,

existe cierto margen para adelantar este cronograma de retiro de las centrales con el objetivo de cumplir los compromisos²⁶.

Tabla 9-10 Emisiones GEI [MtCO₂e] del sector eléctrico 2020-2030 y proyección del total de emisiones

| Escenario | Emisiones GEI 2020-2030 | Expansión a emisiones totales |
|-------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| 0 USD/tCO₂ | 405 | 1,245 |
| 5 USD/tCO₂ | 404 | 1,244 |
| 10 USD/tCO₂ | 403 | 1,240 |
| 20 USD/tCO₂ | 392 | 1,206 |
| 40 USD/tCO₂ | 362 | 1,114 |

La expansión se realiza suponiendo que la proporción entre las emisiones del sector eléctrico y el total de emisiones se mantiene constante desde el 2016 e igual a 32.5%.

Fuente: Elaboración propia

Respecto al compromiso de 95 [MtCO₂e] al año 2030, se observa que, de mantenerse la relación entre emisiones del sector eléctrico y las emisiones nacionales, se podría alcanzar con los escenarios de precio más agresivos.

Tabla 9-11 Emisiones GEI [tCO₂e] del sector eléctrico 2030 y proyección del total de emisiones

| Escenario | Emisiones GEI 2030 | Expansión a emisiones totales |
|-------------------------------|--------------------|-------------------------------|
| 0 USD/tCO₂ | 34,721,720 | 106,836,063 |
| 5 USD/tCO₂ | 34,721,720 | 106,836,063 |
| 10 USD/tCO₂ | 34,404,274 | 105,859,304 |
| 20 USD/tCO₂ | 30,703,738 | 94,473,040 |
| 40 USD/tCO₂ | 25,374,878 | 78,076,548 |

La expansión se realiza suponiendo que la proporción entre las emisiones del sector eléctrico y el total de emisiones se mantiene constante desde el 2016 e igual a 32.5%.

Fuente: Elaboración propia

Al no contar con una meta sectorial, los análisis anteriores son sólo referenciales puesto que no toman en cuenta el impacto del resto de los sectores emisores involucrados, pero permiten contar con una idea al menos exploratoria de los órdenes de magnitud de las reducciones necesarias y el impacto del precio del carbón en este proceso. Cabe destacar que los compromisos de Chile se basaron en una modelación de conjunta de diversos sectores emisores contemplando múltiples opciones de mitigación. Entre las medidas consideradas se destaca la mantención del impuesto en su forma actual, así como el plan de retiro de centrales de carbón.

Al respecto resulta interesante el análisis del impacto de las medidas de impuesto al carbón y del retiro de las centrales del carbón, respecto de sus resultados en las emisiones GEI. En la Figura 9-8 se presenta los resultados de la proyección sin considerar estas medidas, así como el impacto de cada medida por separado y en conjunto. Tal como era esperable, se observa que el retiro

²⁶ A fines de mayo de 2020, Enel anunció el adelantamiento del cierre de sus centrales a carbón en el país, lo cual tiene directo impacto en la reducción de emisiones de GEI del país.

programado de centrales de carbón del sistema resulta una medida más efectiva en la reducción de emisiones GEI del sistema eléctrico. Sin embargo, se observa que, aún en un escenario con descarbonización, la implementación de un precio al carbono bajo tiene un impacto observable, principalmente en el desplazamiento de nuevos proyectos fósiles, principalmente gas, por una combinación de proyectos de energías renovables.

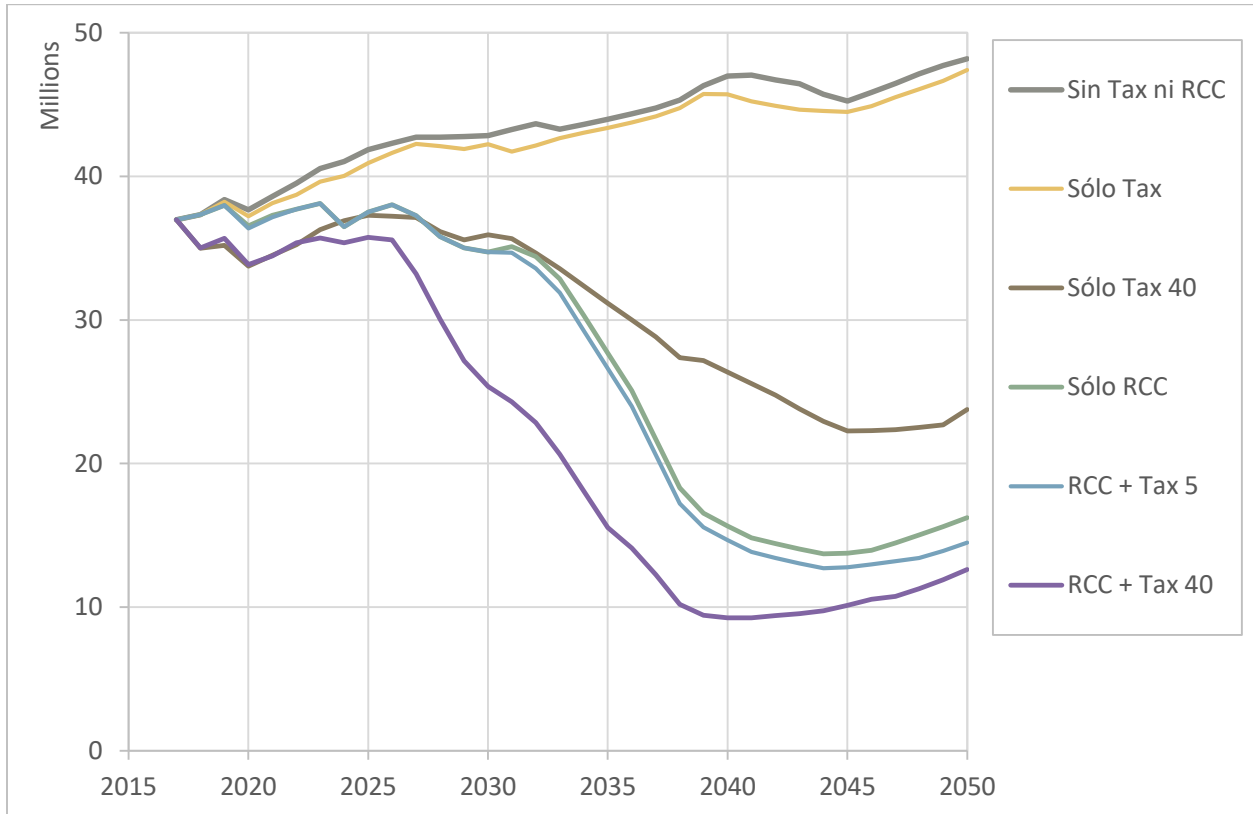


Figura 9-8 Emisiones [tCO₂e] con diferentes combinaciones de impuestos y retiro de centrales de carbón

RCC: Retiro centrales de carbón
 Tax: Impuesto a emisiones de CO₂ en USD/tCO₂

Fuente: Elaboración propia

10. Bibliografía

- Centro nacional de control de energía. (2019). Informe anual 2018: generación y demanda. Chile, G. de. (2020). *Contribución determinada a nivel nacional (NDC) de Chile - Actualización 2020*.
- CND. (2019a). Capacidad Instalada Septiembre 2019, 53.
- CND. (2019b). *Informe mensual de operaciones diciembre 2018*.
- CNE. (2019a). Informe de Costos de Tecnología de Generación - Informe Anual 2019.
- CNE. (2019b). *Inorme Definitivo de Previsión de Demanda 2018-2038* (Vol. RE 09/2019). Santiago, Chile.
- CNE. (2019c). Reporte Capacidad Instalada Generación - Mayo 2019.
- Contribución Prevista y Determinada de Costa Rica*. (2015). Director. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-374739-6.00017-8>
- ENATREL. (2016). *Plan de expansión de transmisión, periodo 2016-2029*.
- ENEE. (2016a). *Boletín Estadístico Diciembre 2015*.
- ENEE. (2016b). Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2016-2020, (504).
- ENEE. (2018a). *Boletín de Datos Estadísticos Diciembre 2017*.
- ENEE. (2018b). Escenario Base Final Proyección De Demanda De Energía Eléctrica 2019-2033.
- ETESA. (2016). Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029. Tomo I: Estudios Básicos, 154.
- Geoffrion, A. M. (1976). The Purpose of Mathematical Programming Is Insight , Not Numbers. *Interfaces*, 7(1), 81–92.
- Gobierno de la República de Honduras. (2015). Contribución prevista y determinada a nivel nacional. INDC-Honduras, 1–8. Retrieved from http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/Honduras/1/Honduras INDC_esp.pdf
- Gobierno de la República de Panamá. (2016). Contribución Nacionalmente Determinada a la Mitigación del Cambio Climático (NDC) de la Republica Panamá ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), 30.
- GreenLab-Dictuc, & UTFSM. (2017). *Apoyo a la iniciativa para el plan de mitigación de los contaminantes climáticos de vida corta en Chile*.
- INE. (2018a). Capacidad Instalada 2010-2017, 585.
- INE. (2018b). DEMANDA Y FACTOR DE CARGA, 2017. Retrieved from <https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/serie-historica/>
- INE. (2018c). *Ventas de energía eléctrica por distribuidoras*. Retrieved from <https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/serie-historica/>
- INE. (2019a). Capacidad Instalada Dic-2018.
- INE. (2019b). *Resumen de los principales Indicadores del Subsector Electricidad - Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Sistemas Aislados*. Retrieved from <https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/estadisticas-anuales/estadisticas-2018/>
- IPCC. (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories. *Energy*, 20.
- IRENA. (2016). *Irena Power to Change 2016. The International Renewable Energy Agency*. Retrieved from www.irena.org

- IRENA. (2017). Geothermal Power: Technology Brief. *Proceedings of the IEEE*, 89(December), 111–113.
- MARENA Nicaragua. (2018). Estrategia Nacional Neutralidad En La Degradacion De Las Tierras (Ndt) Hacia El 2030.
- Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) de Nicaragua. (2018). Contribución Nacionalmente Determinada a la Mitigación del Cambio Climático (NDC) de la Republica Nicaragua ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), 29. Retrieved from [https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Nicaragua First/Contribucion Nacionalmente Determinada Nicaragua.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Nicaragua%20First/Contribucion%20Nacionalmente%20Determinada%20Nicaragua.pdf)
- MMA. (2018). *Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre el Cambio Climático*.
- SNE. (2017). *Actualidad Energética - Panamá 2015-2017. Plan Energético nacional 2015-2050*. Retrieved from <http://www.energia.gob.pa/energia/wp-content/uploads/sites/2/2018/04/PEN-2017-Versión-Final.pdf>
- SNE Panamá. (2016). *Plan Energético Nacional 2015-2050*. <https://doi.org/10.1016/j.ophtha.2009.04.026>

11. Anexos

11.1 Bloques Horarios

Para cada país se realizó una revisión de los antecedentes de las curvas que describen el perfil diario del: consumo, generación solar y generación eólica. El análisis de estos tres perfiles para cada país resultó en la definición de los doce bloques horarios, que resultan en seis bloques para la temporada verano (con mayor disponibilidad de sol) y seis bloques para la temporada invierno (con menos disponibilidad de sol). Los resultados de este proceso se presentan en la Tabla 11-1. En el caso particular de Nicaragua, no se contó con información con detalle suficiente como para poder realizar el análisis desarrollado en los otros países, por este motivo se consideraron los mismos bloques horarios y perfiles de modelación de las curvas de variación horarias que en Honduras.

Tabla 11-1 Bloques horarios considerados en cada país

| Temporada | Numero de Bloque | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Chile |
|-----------|------------------|----------|-----------|------------|--------|-------|
| Verano | 1 | 22-06 | 22-06 | 21-04 | 23-06 | 02-06 |
| | 2 | 07-09 | 07-09 | 05-06 | 07-08 | 07-10 |
| | 3 | 10-12 | 10-12 | 07-08 | 09-11 | 11-16 |
| | 4 | 13-15 | 13-15 | 09-14 | 12-14 | 17-20 |
| | 5 | 16-18 | 16-18 | 15-17 | 15-17 | 21-22 |
| | 6 | 19-21 | 19-21 | 18-20 | 18-22 | 23-01 |
| Invierno | 1 | 22-06 | 22-06 | 21-04 | 23-06 | 02-06 |
| | 2 | 07-09 | 07-09 | 05-06 | 07-08 | 07-10 |
| | 3 | 10-12 | 10-12 | 07-08 | 09-11 | 11-16 |
| | 4 | 13-15 | 13-15 | 09-14 | 12-14 | 17-20 |
| | 5 | 16-18 | 16-18 | 15-17 | 15-17 | 21-22 |
| | 6 | 19-21 | 19-21 | 18-20 | 18-22 | 23-01 |

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presentan los perfiles para consumo, disponibilidad solar y disponibilidad eólica utilizada para cada país. Cabe destacar que los bloques tienen diferente duración, y de esta forma las curvas presentadas están distorsionadas. Por ejemplo, hay bloques que duran ocho horas, mientras que otros bloques duran sólo una hora, y en los gráficos ambos puntos son presentados como un solo punto. Se destaca que internamente el modelo considera la duración de cada bloque de horario.

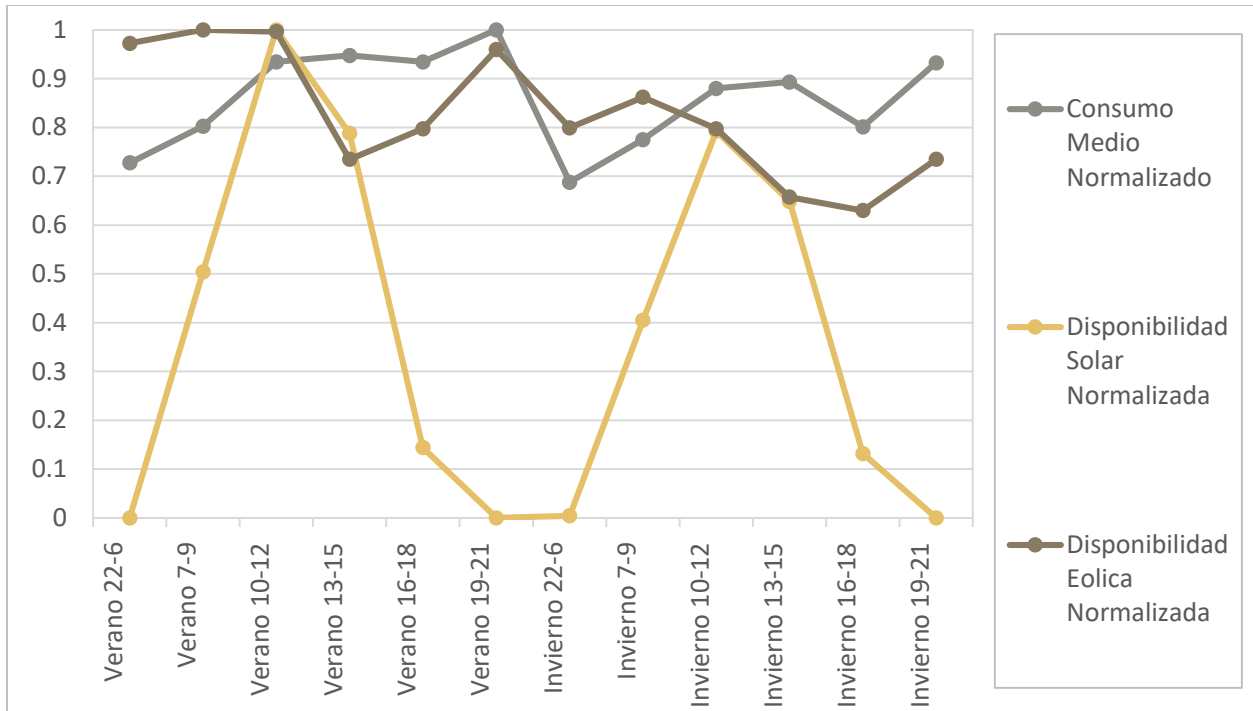


Figura 11-1 Honduras: Curva normalizadas consideradas en la modelación

Fuente: Elaboración propia

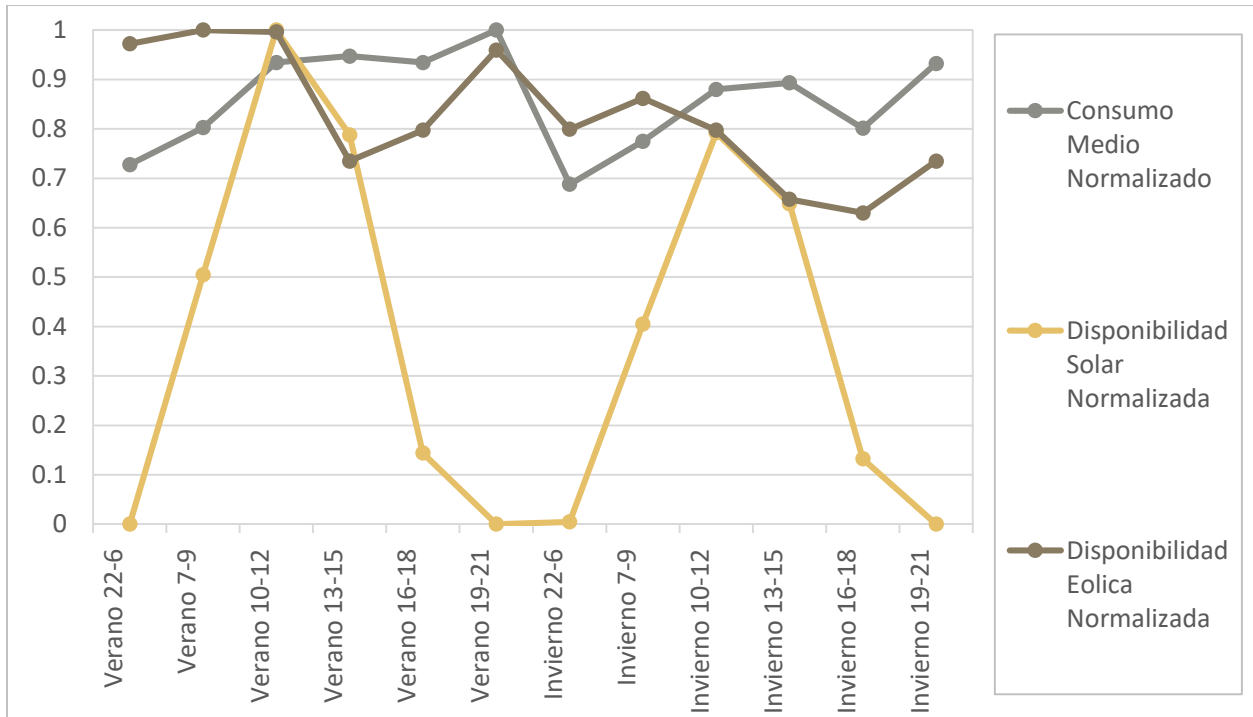


Figura 11-2 Nicaragua: Curva normalizadas consideradas en la modelación

Fuente: Elaboración propia

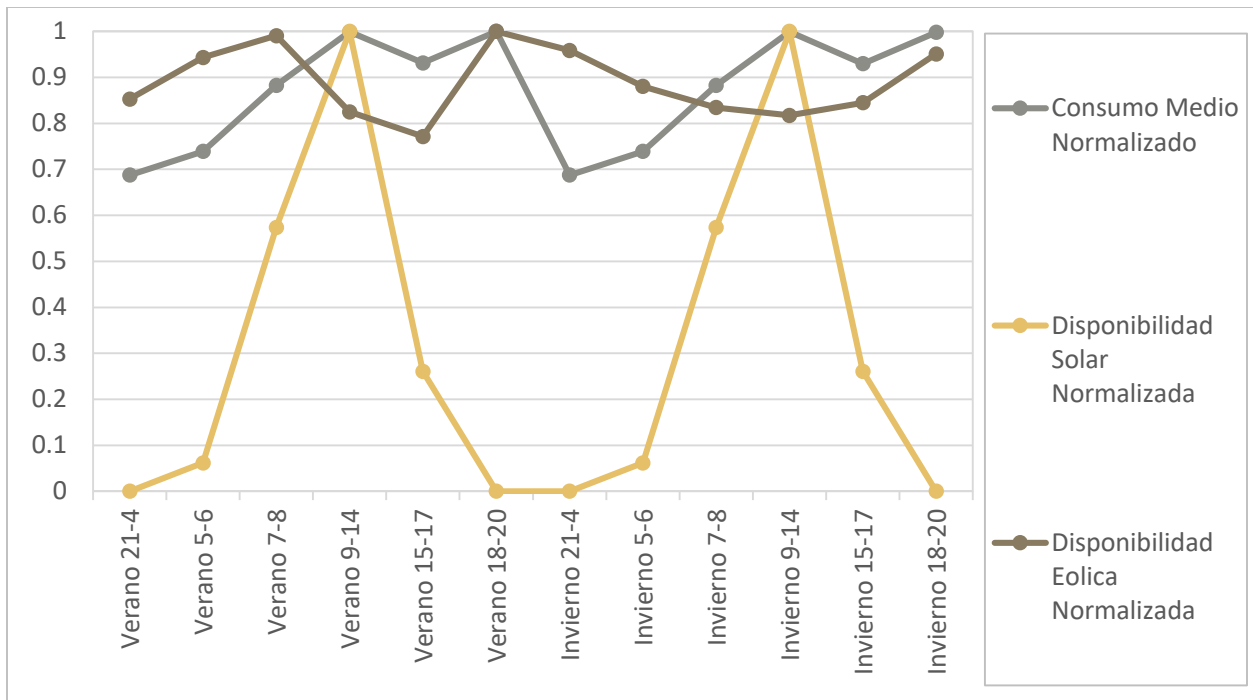


Figura 11-3 Costa Rica: Curva normalizadas consideradas en la modelación

Fuente: Elaboración propia

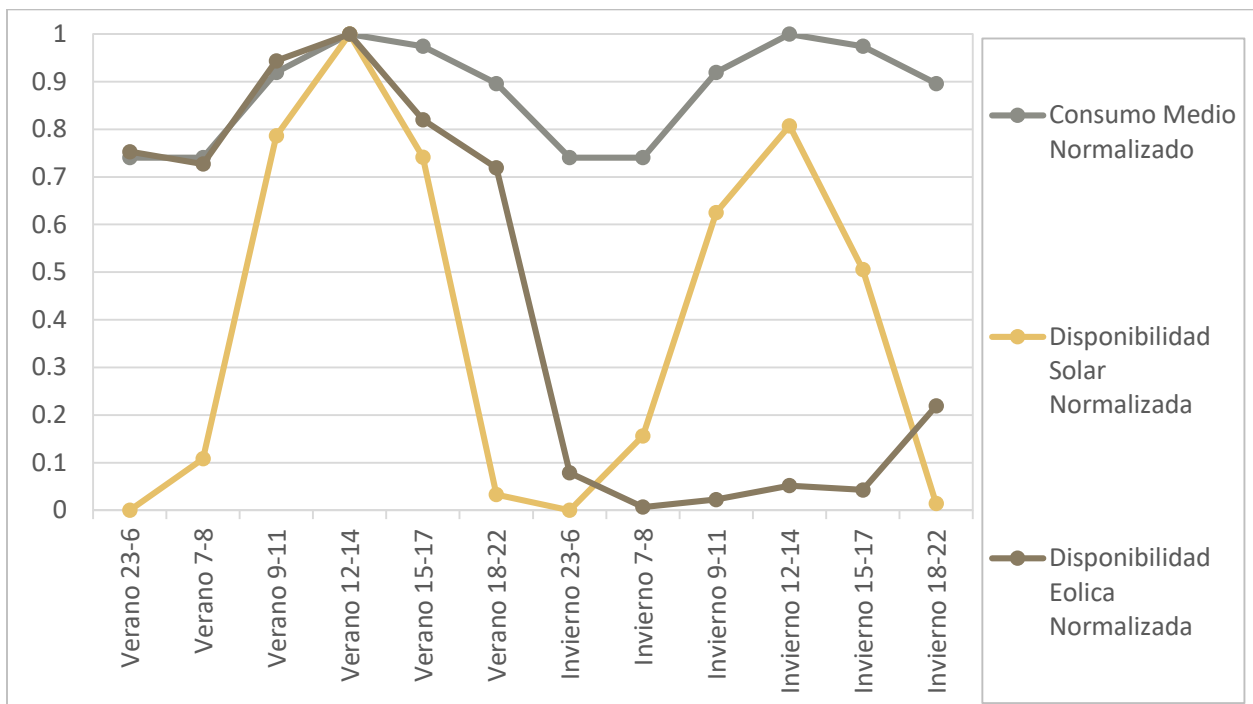


Figura 11-4 Panamá: Curva normalizadas consideradas en la modelación

Fuente: Elaboración propia

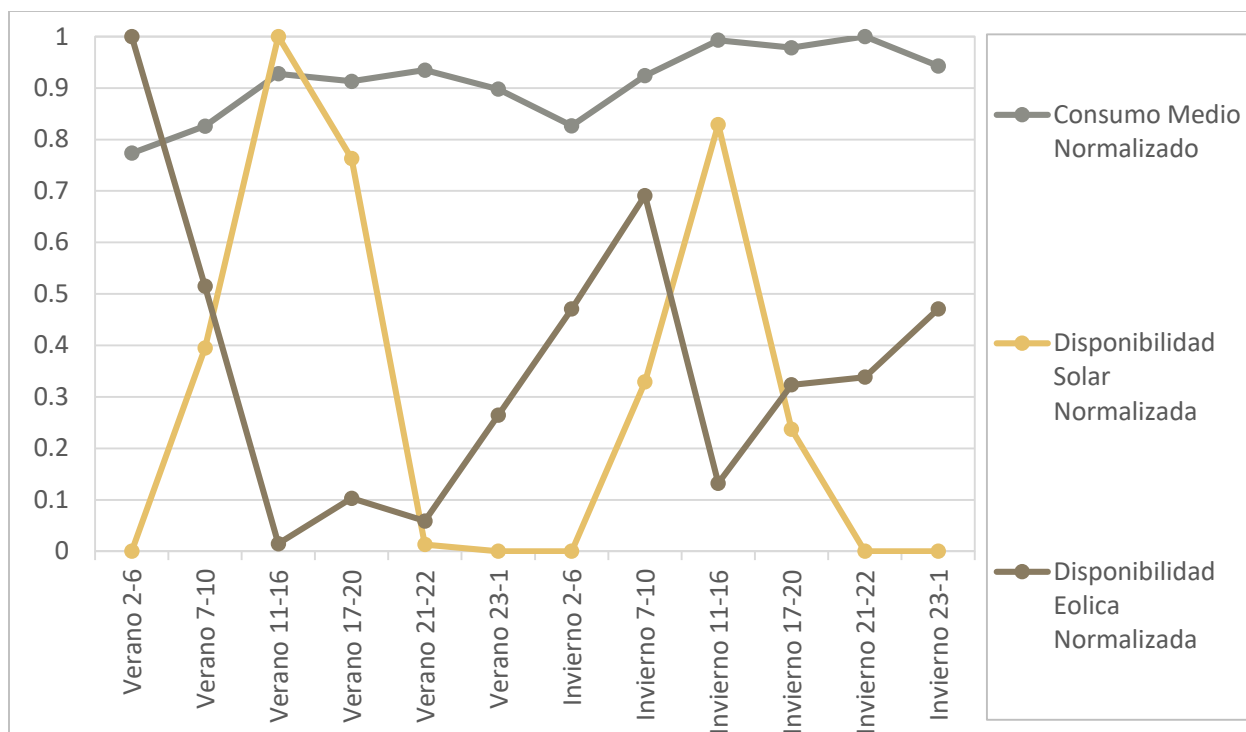


Figura 11-5 Chile: Curva normalizadas consideradas en la modelación

Fuente: Elaboración propia

11.2 Sensibilidades a la tasa de descuento

Ante la incertidumbre sobre la tasa de descuento, se realiza un análisis de sensibilidad sobre este parámetro. Considerando tasas de descuento utilizadas en la región, se decidió utilizar tasas del 8% y del 12% de descuento para realizar el análisis de sensibilidad.

11.2.1 Sensibilidad en Honduras

Tabla 11-2 Indicadores para Honduras, tasa de descuento=8%

| Escenario [USD/tCO ₂] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO ₂] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO ₂] |
|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 5 | 61.03 | 10,461,373 | 11.85 | 1.13 |
| 10 | 114.33 | 13,479,239 | 19.80 | 1.47 |
| 20 | 210.68 | 17,448,171 | 37.89 | 2.17 |
| 40 | 350.38 | 26,043,708 | 103.61 | 3.98 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11-3 Indicadores para Honduras, tasa de descuento = 12%

| Escenario [USD/tCO ₂] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO ₂] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO ₂] |
|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 5 | 57.96 | 3,067,314 | 5.37 | 1.75 |
| 10 | 113.46 | 3,903,340 | 7.52 | 1.93 |
| 20 | 211.39 | 6,618,991 | 23.78 | 3.59 |
| 40 | 354.26 | 22,811,298 | 88.50 | 3.88 |

Fuente: Elaboración propia

11.2.2 Sensibilidad en Nicaragua

Tabla 11-4 Indicadores para Nicaragua, tasa de descuento=8%

| Escenario [USD/tCO ₂] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO ₂] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO ₂] |
|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 5 | 51.06 | 34,456,790 | -3.30 | -0.10 |
| 10 | 98.02 | 38,334,364 | 4.54 | 0.12 |
| 20 | 178.14 | 43,122,095 | 20.50 | 0.48 |
| 40 | 208.90 | 50,449,193 | 165.99 | 3.29 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11-5 Indicadores para Nicaragua, tasa de descuento = 12%

| Escenario [USD/tCO ₂] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO ₂] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO ₂] |
|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 5 | 39.80 | 526,712 | -1.87 | -3.56 |
| 10 | 78.57 | 164,535 | 2.59 | 15.74 |
| 20 | 154.69 | 3,819,356 | 6.93 | 1.81 |
| 40 | 287.67 | 14,815,674 | 38.27 | 2.58 |

Fuente: Elaboración propia

11.2.3 Sensibilidad en Costa Rica

Tabla 11-6 Indicadores para Costa Rica, tasa de descuento=8%

| Escenario [USD/tCO ₂] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO ₂] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO ₂] |
|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 5 | 4.91 | 18,018 | -0.99 | -55.09 |
| 10 | 9.38 | 194,137 | 0.35 | 1.80 |
| 20 | 19.51 | 397,492 | 15.95 | 40.14 |
| 40 | 27.16 | 1,350,313 | 7.79 | 5.77 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11-7 Indicadores para Costa Rica, tasa de descuento = 12%

| Escenario [USD/tCO2] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO2] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO2] |
|----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 5 | 6.35 | 222,901 | -0.34 | -1.53 |
| 10 | 12.33 | 1,028,535 | 0.69 | 0.67 |
| 20 | 15.04 | 4,923,063 | 11.68 | 2.37 |
| 40 | 24.71 | 6,500,713 | 16.91 | 2.60 |

Fuente: Elaboración propia

11.2.4 Sensibilidad en Panamá

Tabla 11-8 Indicadores para Panamá, tasa de descuento=8%

| Escenario [USD/tCO2] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO2] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO2] |
|----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 5 | 0.12 | 4,272,646 | 0.00 | 0.00 |
| 10 | 0.24 | 4,904,803 | 0.00 | 0.00 |
| 20 | 429.44 | 23,908,463 | 56.05 | 2.34 |
| 40 | 802.25 | 30,848,169 | 111.75 | 3.62 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11-9 Indicadores para Panamá, tasa de descuento = 12%

| Escenario [USD/tCO2] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO2] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO2] |
|----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 5 | 78.65 | -11,656 | 2.38 | -204.33 |
| 10 | 155.79 | 3,046,656 | 4.32 | 1.42 |
| 20 | 305.81 | 5,307,704 | 9.23 | 1.74 |
| 40 | 608.51 | 6,222,224 | 11.74 | 1.89 |

Fuente: Elaboración propia

11.2.5 Sensibilidad en Chile

Tabla 11-10 Indicadores para Chile, tasa de descuento=8%

| Escenario [USD/tCO2] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO2] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO2] |
|----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 5 | 2,122.31 | 48,892,998 | 34.99 | 0.72 |
| 10 | 4,127.33 | 124,563,704 | 153.11 | 1.23 |
| 20 | 7,928.52 | 224,612,399 | 460.22 | 2.05 |
| 40 | 12,664.83 | 559,211,202 | 3,054.21 | 5.46 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11-11 Indicadores para Chile, tasa de descuento = 12%

| Escenario [USD/tCO2] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO2] | Delta Costo [MUSD2018] | Costo Medio [USD/tCO2] |
|----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 5 | 1,482.00 | 45,307,150 | 18.02 | 0.40 |
| 10 | 2,935.45 | 96,468,882 | 53.49 | 0.55 |
| 20 | 5,803.35 | 133,773,254 | 121.44 | 0.91 |
| 40 | 10,381.93 | 372,269,651 | 1,098.66 | 2.95 |

Fuente: Elaboración propia

11.3 Proyección de resultados para Chile con descarbonización

Las presentes proyecciones buscan representar el efecto conjunto del precio del carbono y la descarbonización del sistema eléctrico chileno. Cabe destacar que, a la fecha, sólo existe un cronograma con los primeros años del proyecto de descarbonización. El cronograma implementado en la presente modelación se basa en el cronograma propuesto en los estudios bases de la CNE la cual a su vez se basa en el retiro en la medida que se cumplen la vida útil de las centrales térmicas, cuya capacidad total instalada se presenta en la Figura 11-6.

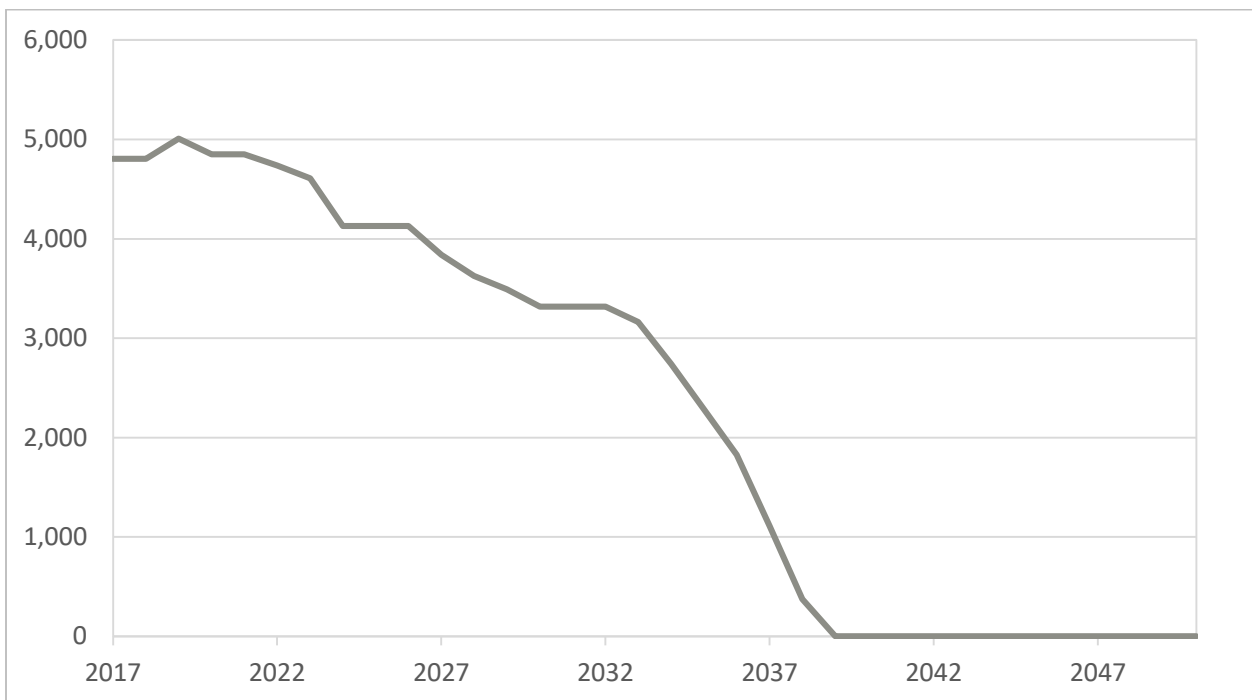


Figura 11-6 Capacidad instalada de carbón en sistema eléctrico chileno

Fuente: Elaboración propia

11.3.1 Proyección de capacidad instalada

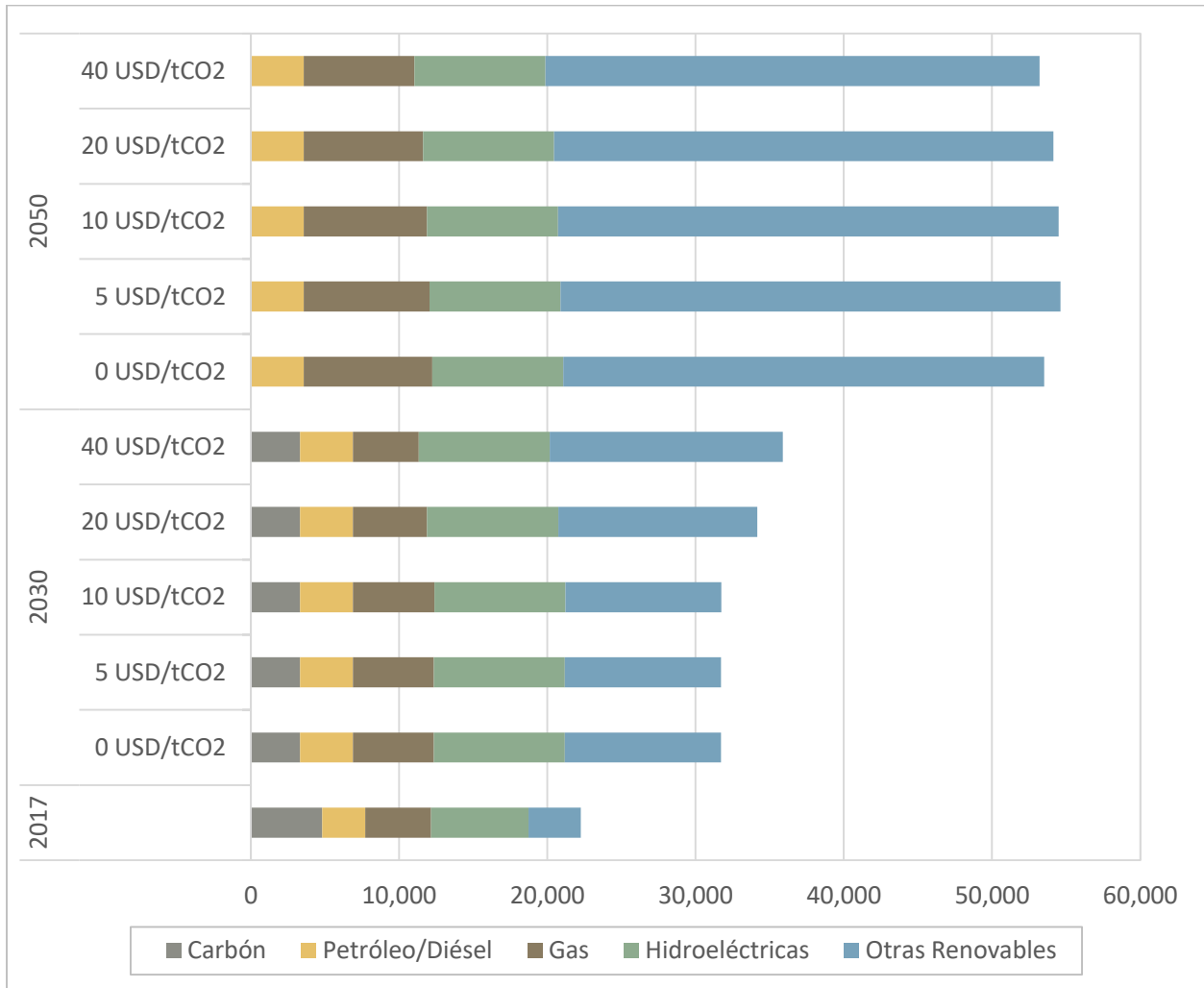


Figura 11-7 Capacidad instalada [MW] en Chile con descarbonización por escenario de impuesto

Fuente: Elaboración propia

11.3.2 Proyección de generación

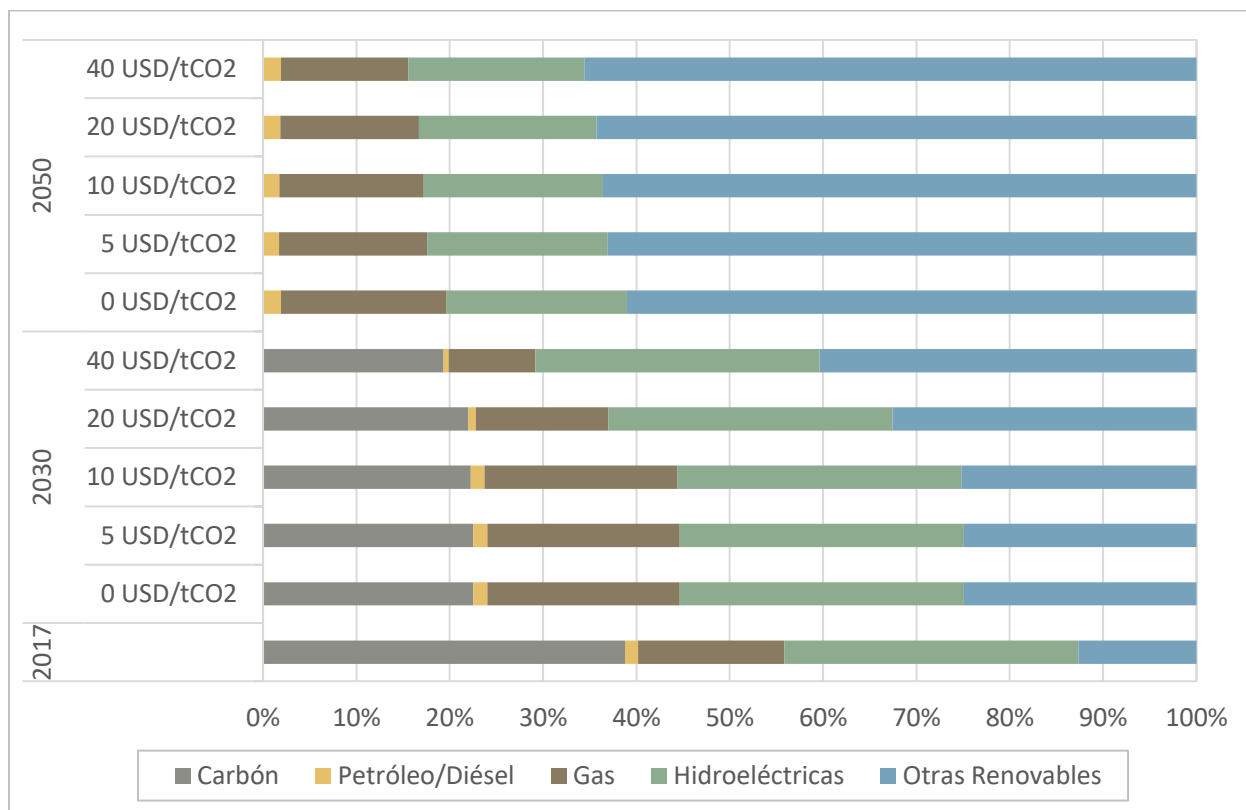


Figura 11-8 Distribución de la generación en sistema eléctrico chileno con descarbonización

Fuente: Elaboración propia

11.3.3 Proyección de emisiones de GEI

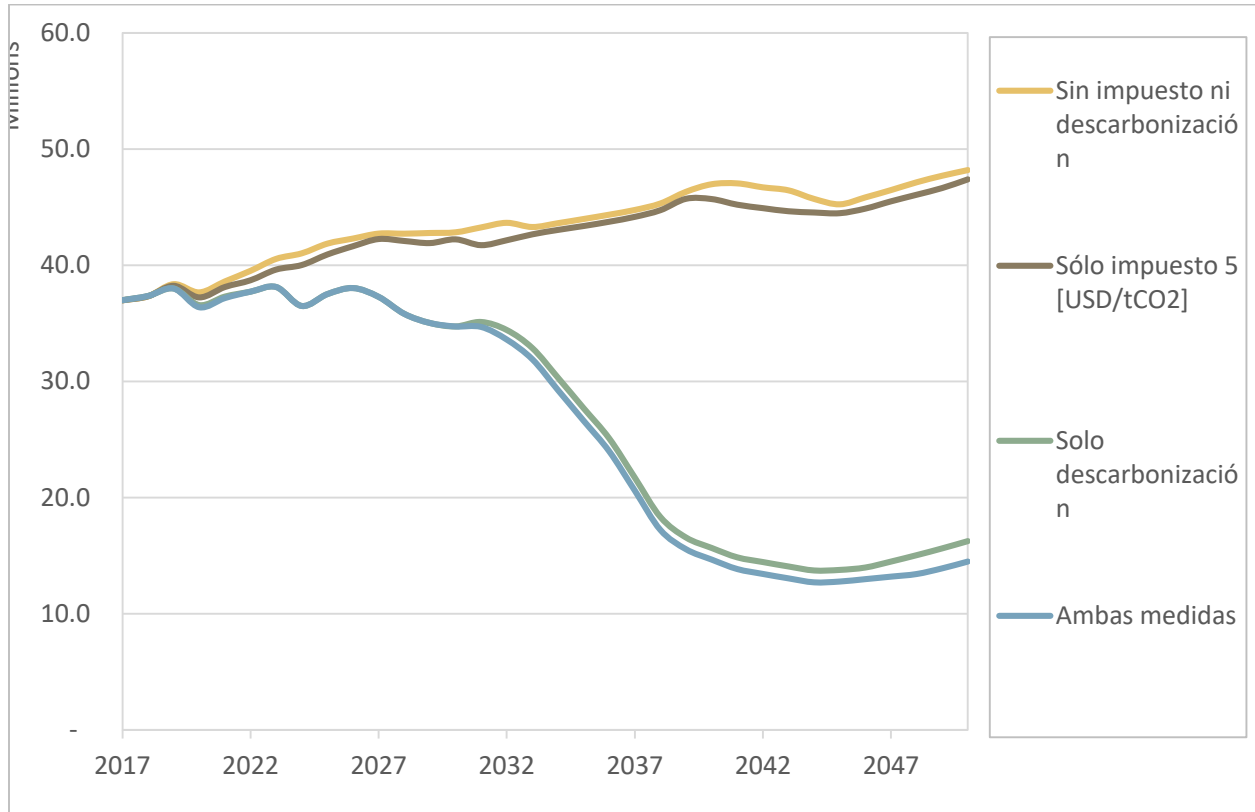


Figura 11-9 Emisiones GEI [tCO₂e] con descarbonización por escenario

Fuente: Elaboración propia

S

11.3.4 Indicadores resumen

Tabla 11-12 Indicadores resumen para escenario con descarbonización

| Escenario [USD/tCO ₂] | Recaudado Impuesto [MUSD2018] | Delta Emisiones [tCO ₂] | Delta Costo [MUSD2017] | Costo Medio [USD/tCO ₂] |
|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 5 | 1,450.10 | 22,235,024 | 20.00 | 0.90 |
| 10 | 2,867.53 | 43,294,778 | 59.62 | 1.38 |
| 20 | 5,559.04 | 95,118,375 | 243.16 | 2.56 |
| 40 | 10,114.87 | 189,076,535 | 1,101.20 | 5.82 |

Fuente: Elaboración propia