**Informe Final**

**México - Análisis Económico del**

**Programa de Apoyo a la Implementación y Fortalecimiento de la Reforma Energética**

**Preparado a solicitud del Banco Interamericano de Desarrollo**



Jefe proyecto: Carlos Silva

Fecha: 5 de julio de 2017

Tabla de Contenido

Resumen ejecutivo 3

Introducción 7

Metodología 9

Impacto de medidas del programa 17

Identificación de potenciales riesgos al Programa 25

Bibliografía 31

**Glosario**

CEL Certificados de Energías Limpias

CENACE Centro Nacional de Control de Energía

CFE Comisión Federal de Electricidad

CONUEE Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

CRE Comisión Reguladora de Energía

PBP Programático Basado en Política

PIIRCE Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

PRODESEN Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

PRONASE Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

LGCC Ley General de Cambio Climático

LIE Ley de la Industria Eléctrica

LTE Ley de Transición Energética

SEN Sistema Eléctrico Nacional

SENER Secretaría de Energía

SIN Sistema Interconectado Nacional

# Resumen ejecutivo

# Con el objetivo de avanzar en la implementación y fortalecimiento de la Reforma Energética, así como de la Ley de la Transición Energética (LTE), que fue promulgada a finales del 2015, el Gobierno de México solicitó el apoyo del BID bajo la modalidad de préstamo Programático Basado en Política (PBP). El objetivo general de la LTE se puede estructurar en un Programa que busca contribuir al mejoramiento de la productividad, sostenibilidad ambiental y social del país a través de un proceso de reformas de políticas en el sector energético que consideren aspectos técnicos, económicos, sociales, ambientales y las necesidades e intereses nacionales y estatales.

# El presente estudio busca determinar el impacto económico que tendrían las medidas del Programa. Para esto el estudio generó una línea base, sin considerar ninguna de las medidas del Programa y se comparó con escenarios, uno por cada medida propuesta. De esta forma, se evaluaron escenarios con eficiencia energética, con mayor penetración de energía limpia, con menores pérdidas no técnicas y con mayor cobertura de servicio. Como resultado de dichas comparaciones se determinó un impacto en materia de ingresos, costos y utilidad.

**Escenario con mayor eficiencia energética**

El impacto de la eficiencia energética se calculó en base a la comparación del escenario con mayor eficiencia energética con la línea base que incluye una demanda energética que no considerará la reducción de crecimiento anual de intensidad energética de 1.9%, planteada por el Programa. Lo anterior permitió determinar las diferencias de emisiones producidas, la energía ahorrada, el costo de ahorro energético y la diferencia de capacidad instalada entre ambos escenarios. Para la evaluación del costo de la eficiencia energética se utilizó el resultado de los estudios del Lawrence Berkeley National Lab de 24 centavos de dólar por kWh ahorrado. La utilidad del escenario (en comparación con el caso base) alcanzó los 11,334 millones de US$ y su tasa interna de retorno al 60%.

Tabla 1 Diferencia entre línea base y escenario con mayor eficiencia energética

|  |  |
| --- | --- |
| Ingresos | Millones de US$ |
| Valoración de menores emisiones de CO2 | 683 |
| Menores costos de generación | 12,865 |
| Menores costos de inversión en potencia | 6,513 |
| Costos | Millones de US$ |
| Implementación de programas de EE | 8,727 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | 11,334 |
| Tasa Interna de Retorno | 60% |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

**Escenario con mayor incorporación tecnologías limpias de generación**

De manera similar se procedió a comparar la línea base con un escenario con mayor incorporación de tecnologías limpias de generación. Los beneficios de este escenario se basan en una menor producción de CO2, menores costos operacionales, pero a su vez, requiere de una mayor inversión en capacidad instalada. La utilidad del escenario alcanza los 2,748 millones de dólares con una tasa interna de retorno del 13%.

Tabla 2 Diferencia entre línea base y escenario con mayor incorporación de energías limpias

|  |  |
| --- | --- |
| Ingresos | Millones de US$ |
| Valoración de menores emisiones de CO2 | 1,190 |
| Menores costos de generación | 12,890 |
| Costos | Millones de US$ |
| Mayores costos de inversión | 11,270 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | 2,810 |
| Tasa Interna de Retorno | 13% |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

**Escenario con reducción de pérdidas no técnicas de distribución**

Posteriormente se procedió a comparar la línea base con los ingresos y costos producto de la reducción de las pérdidas no técnicas. En este escenario es de importancia notar que no existe un beneficio social en la disminución de las pérdidas no técnicas, debido a que estas medidas conducen a una transferencia de dinero desde los consumidores a los productores. El escenario da una utilidad negativa de 3,810 millones de US$, con una tasa interna de retorno negativa de valor no definido.

Tabla 3 Diferencia entre línea base y escenario con reducción de pérdidas no técnicas

|  |  |
| --- | --- |
| Costos | Millones de US$ |
| Mayores costos de inversión | 3,810 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | -3,810 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

**Determinación impacto de mayores niveles de cobertura**

Finalmente se procedió a comparar la línea base con los ingresos y costos producto de la ampliación de la cobertura de servicio eléctrico. En este caso los costos considerados incluyeron la inversión incremental de ampliar la cobertura en base a la mezcla de generación del SIN, en lugar de una expansión en base a generación de turbina a gas. En el caso los ingresos o ahorros estos provienen de los menores costos de operación de la matriz (en comparación al gas) y las menores emisiones. El escenario muestra una utilidad negativa de 195 millones de dólares con una tasa interna de retorno del 4%.

Tabla 4 Diferencia entre línea base y escenario con un incremento de los niveles de cobertura

|  |  |
| --- | --- |
| Ingresos | Millones de US$ |
| Valoración de menores emisiones de CO2 | 10 |
| Menores costos de operación | 24 |
| Costos | Millones de US$ |
| Costo de inversión en la red | 138 |
| Mayores costos de inversión en generación | 92 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | -195 |
| Tasa Interna de Retorno | 4% |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

**Resumen de escenarios**

De esta forma el efecto compuesto de la reducción de la intensidad energética, cambio en la matriz energética, reducción de pérdidas no técnicas en distribución y mayores niveles de cobertura se puede resumir en la siguiente tabla.

Tabla 5 Resultados acumulados de las medidas del Programa

|  |  |
| --- | --- |
| Utilidad por medida | Millones de US$ |
| Utilidad de escenario con mayor incorporación de eficiencia energética | 11,334 |
| Utilidad de escenario con mayor incorporación de energías limpias | 2,810 |
| Utilidad de escenario con un menor nivel de pérdidas no técnicas | -3,810 |
| Utilidad de escenario con un incremento de los niveles de cobertura | -195 |
| Utilidad Total | Millones de US$ |
| Combinación de las medidas del Programa | 10,140 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

Se concluye entonces que el Programa tiene una utilidad total de 11,334 millones de mayores utilidades por la mayor eficiencia energética, 2,810 millones de mayores utilidades por una matriz limpia, 3,810 millones de menores utilidades por la reducción de pérdidas no técnicas y 195 millones en menores utilidades por la ampliación de cobertura. Esto da un total para la LTE de 10,140 millones de dólares como utilidades adicionales en el periodo 2016-2030.

Finalmente, el documento incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos que afronta la transición energética. Dicho análisis muestra que los resultados son robustos debido a que no cambian de signo para variaciones significativas en el precio de la reducción de emisiones, en la tasa de intensidad energética, crecimiento económico y porcentaje de energía limpia. El mayor efecto analizado corresponde a cambios en la intensidad energética un mayor porcentaje de cambio conlleva aumento de los beneficios en inversión y operación.

# Introducción

Con el objetivo de avanzar en la implementación y monitoreo de la Ley de la Transición Energética (LTE), que fue promulgada a finales del 2015, el Gobierno de México solicitó el apoyo del BID bajo la modalidad de préstamo Programático Basado en Política (PBP). El objetivo general de la LTE se puede estructurar en un Programa que busca contribuir al mejoramiento de la productividad, sostenibilidad ambiental y social del país, a través de un proceso de reformas de políticas en el sector energético que consideren aspectos técnicos, económicos, sociales, ambientales y las necesidades e intereses nacionales y estatales. Para ello busca impulsar reformas de política conducentes a: 1) contar con marco regulatorio, institucional y operativo que promuevan y regulen el desarrollo sustentable y seguro del sector energético, 2) seguridad energética, incrementando la disponibilidad de gas natural y reduciendo las pérdidas de energía eléctrica en distribución, 3) apoyar la implementación de la Transición Energética, que busca una mayor participación de energías limpias y mejoras en la eficiencia energética, contribuyendo a la mitigación de gases de efecto invernadero, 4) hacer uso eficiente de la energía, y 5) contar con marco regulatorio y mecanismo de financiamiento para electrificación de comunidades rurales.

La planeación central de la LTE es la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios (ETE). Este instrumento cuenta con dos programas de acción para alcanzar las metas. Estos son:

* Programa Especial de la Transición Energética, y,
* Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE).

En el presente informe se presenta una evaluación económica de este Programa considerando estas cinco componentes. Por sus características el Programa que se evalúa habilita y facilita el logro de algunos de los objetivos e iniciativas planteados en la política energética de México y plasmadas en el documento Ley de Transición Energética. Por ello, el enfoque de evaluación que se aplica consiste en determinar una línea base en ausencia del Programa que se evalúa, y luego establecer sus principales impactos con respecto de esta línea base con respecto a los costos de inversión, operación y reducción de emisiones. A partir de estos impactos se establecen y valorizan los beneficios esperados más relevantes del Programa.

El Programa incluye diversos mecanismos para alcanzar sus objetivos, entre los que destaca la participación de privados a través de dos licitaciones realizadas el año 2016. Ambas subastas lograron juntar 75 oferentes, de los cuales 34 fueron ganadores, lo cual conlleva a la instalación de cerca de 5,000 MW con una inversión estimada de 6,600 millones de dólares en los años posteriores a la subasta. La primera subasta por su parte implica la instalación de 2,085 MW de capacidad (1,691 de energía solar y 394 de energía eólica), lo cual implica una inversión cercana a 2,600 millones de dólares. La segunda subasta incluye una inversión de 4,000 millones de dólares aproximadamente, lo cual significa la instalación de 2,871 MW de capacidad de generación de energías limpias[[1]](#footnote-2).

Los objetivos del presente estudio son:

* Preparar una evaluación económica, para el Programa acorde con los lineamientos del Banco, e,
* Identificar los potenciales riesgos asociados a la operación y sus posibles medidas de mitigación.

# Metodología

Para realizar el cálculo de la evaluación económica del Programa para México de la política energética incluida en la Ley de Transición Energética (LTE) se establecieron los siguientes pasos.

**Determinación de la Línea Base**

La línea base se determinó utilizando la información contenida en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030, que describe la evolución del sector eléctrico mexicano con la aplicación de los programas incluidos en la LTE. De esta forma, para crear una línea base para el estudio se requirió tomar dicha evolución y restarle los efectos del Programa en lo que refiere a la reducción de la tasa de crecimiento de la intensidad energética, incremento de tecnologías limpias, disminución de las pérdidas no técnicas y aumento de la cobertura energética. De esta forma, para obtener la línea base se requirió retirar los impactos de todas estas medidas propuestas del Programa.

Como primer paso para obtener la línea base se procedió a tomar el escenario descrito por la LTE y substraerle los cambios en la intensidad energética propuesta por el Programa.

Tabla 5 Evolución energética 2016-2030 según PRODESEN

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Año | Energía generada (GWh) | Potencia (MW) |
| 2016 | 319,266 | 73,242 |
| 2017 | 303,379 | 74,707 |
| 2018 | 312,394 | 81,085 |
| 2019 | 322,003 | 83,384 |
| 2020 | 331,654 | 84,610 |
| 2021 | 341,715 | 85,270 |
| 2022 | 352,257 | 85,282 |
| 2023 | 362,850 | 87,110 |
| 2024 | 374,305 | 90,294 |
| 2025 | 385,425 | 93,693 |
| 2026 | 396,758 | 97,564 |
| 2027 | 408,063 | 99,917 |
| 2028 | 420,135 | 104,186 |
| 2029 | 431,981 | 108,064 |
| 2030 | 444,208 | 110,415 |

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030 de la Secretaría de Energía de México.

Para retirar el efecto de la eficiencia energética, el cual implicaba disminuir anualmente la tasa de incremento de intensidad energética en un 1.9%. La intensidad energética es una medida de eficiencia energética de la economía, matemáticamente es el cociente entre la energía consumida y el PIB de una nación. Considerando el Producto Interno Bruto mexicano de 1,144 billones de dólares al 2015, según el Banco Mundial, con la estimación de crecimiento del 2.9% del documento de Prospectiva se obtiene la siguiente tabla con intensidad energética. Es de importancia notar que esta intensidad energética es eléctrica.

Tabla 6 Intensidad Energética proyección PRODESEN

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Año | PIB (billones de US$) | Energía generada (GWh) | Intensidad Energética (MWh/mil millones de US$) | Razón de cambio de la IE para LTE |
| 2016 | 1.190 | 319,266 | 268.291 |  |
| 2017 | 1.225 | 303,379 | 247.755 | -7,7% |
| 2018 | 1.260 | 312,394 | 247.928 | 0,1% |
| 2019 | 1.297 | 322,003 | 248.352 | 0,2% |
| 2020 | 1.334 | 331,654 | 248.586 | 0,1% |
| 2021 | 1.373 | 341,715 | 248.909 | 0,1% |
| 2022 | 1.413 | 352,257 | 249.356 | 0,2% |
| 2023 | 1.454 | 362,850 | 249.616 | 0,1% |
| 2024 | 1.496 | 374,305 | 250.239 | 0,3% |
| 2025 | 1.539 | 385,425 | 250.412 | 0,1% |
| 2026 | 1.584 | 396,758 | 250.510 | 0,0% |
| 2027 | 1.630 | 408,063 | 250.387 | -0,1% |
| 2028 | 1.677 | 420,135 | 250.529 | 0,1% |
| 2029 | 1.726 | 431,981 | 250.333 | -0,1% |
| 2030 | 1.776 | 444,208 | 250.164 | -0,1% |

Fuente: Elaboración propia en base a Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030 de la Secretaría de Energía de México e información económica del Banco Mundial.

Una vez obtenida la intensidad energética para los años de evaluación, se procedió a sumar a la intensidad energética el 1.9% que habría disminuido producto de los programas de eficiencia energética que se consideran para la determinación de proyección eléctrica del PRODESEN. Una vez sumado el porcentaje, se puede determinar la energía a generar en la línea base.

Tabla 7 Determinación Línea Base a través de Intensidad Energética

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Año | Razón de cambio de la IE para Línea Base | Intensidad Energética Línea Base (MWh/mil millones de US$) | Energía Generada en Línea Base (GWh) |
| 2016 |  | 268,291 | 319,266 |
| 2017 | -5,8% | 252,853 | 309,621 |
| 2018 | 2,0% | 257,833 | 324,875 |
| 2019 | 2,1% | 263,173 | 341,219 |
| 2020 | 2,0% | 268,421 | 358,118 |
| 2021 | 2,0% | 273,870 | 375,983 |
| 2022 | 2,1% | 279,566 | 394,933 |
| 2023 | 2,0% | 285,169 | 414,531 |
| 2024 | 2,1% | 291,299 | 435,722 |
| 2025 | 2,0% | 297,034 | 457,185 |
| 2026 | 1,9% | 302,795 | 479,566 |
| 2027 | 1,9% | 308,399 | 502,607 |
| 2028 | 2,0% | 314,433 | 527,302 |
| 2029 | 1,8% | 320,162 | 552,479 |
| 2030 | 1,8% | 326,028 | 578,918 |

Fuente: Elaboración propia en base a Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030 de la Secretaría de Energía de México e información económica del Banco Mundial.

Luego para determinar la composición de la matriz de los años 2016 a 2030, se asume que se mantiene el porcentaje actual de capacidad instalada para las distintas tecnologías, lo que implica que no se realiza la transición a tecnologías de generación limpias. Considerando lo anterior, el porcentaje de energía generado por tipo de fuente no varía entre los años 2016 y 2030. Si bien se asume que los porcentajes de energía se mantienen, la energía a generar aumentará con el paso de los años. A continuación, se presenta la composición de generación eléctrica a considerar.

Ilustración 1Capacidad instalada por tipo de tecnología

Fuente: Elaboración propia en base a Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030 de la Secretaría de Energía de México

Entre el 2016 y 2030 la generación eléctrica aumenta un 100%, llegando a 579 mil GWh.

La línea base de generación de electricidad conlleva una línea base de emisiones de CO2 equivalente desde el 2016 al 2030. Estas emisiones corresponden al producto de la quema de combustibles fósiles primarios para la producción de energía eléctrica.

**Determinación de Matriz Energética de la Línea Base**

Una vez determinada la energía a generar en el caso de no aplicar programas de eficiencia energética se procedió a determinar cómo evolucionaría la matriz energética, pero sin un incremento de las energías limpias. Para obtener esta matriz se asume que la composición de la matriz en el 2016 se proyecta de manera proporcional por tecnología hasta el 2030. En base a esta línea base se puede esperar que el escenario con mayor incorporación de energías limpias tenga una mayor inversión en capacidad instalada de generación, pero menores gastos de operación, además de menores emisiones de CO2.

**Metodología para el Cálculo del Impacto de Medidas del Programa**

La plena ejecución de las cinco componentes del Programa permitirá desviar el desarrollo del sistema energético de su actual trayectoria, defina en la línea base, hacia una de menores costos de la energía, con una matriz energética con más energía limpia, de menor intensidad energética, de menores emisiones globales, menores pérdidas no técnicas y de mayor cobertura. Para determinar cuantitativamente estos impactos del Programa sobre la demanda y matriz energética se utiliza las metas enunciadas en 2016, que se resumen a continuación.

1. Estabilidad macroeconómica. Este pilar es habilitante, es decir, permite la aplicación del resto de las medidas, pero no tiene un impacto per se en los costos de la energía, la intensidad energética, las emisiones, ni en la cobertura.
2. Marco institucional del sector. Este pilar es habilitante y al igual que el pilar anterior es fundamental para la aplicación de otras medidas, pero no produce per se un cambio en las variables de interés.
3. Seguridad energética. En este pilar el tema relacionado con la exploración, extracción y transporte de gas natural es habilitante y el tema de pérdidas comerciales en distribución de energía eléctrica, tiene un impacto en la tarifa energética, que a su vez repercute en gasto energético por medio de un menor precio de la energía.
4. Sustentabilidad energética. En este pilar se incluye la participación creciente de energía renovables, lo que repercute en bajas de emisiones y en un alza de precios de la energía si esto no conlleva un aumento en competencia, y el impulso de eficiencia energética, lo que repercute en baja de emisiones y menor gasto energético.
5. Incremento de la cobertura eléctrica. En este pilar se incluye el aumento de la cobertura energética para incluir zonas de alto nivel de ruralidad. Esto tiene un impacto en emisiones y menor gasto energético.

Tabla 8 Esquema metodológico para determinar los impactos de las medidas

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Medidas | Meta | Impacto Primario | Impacto Secundario |
| Estabilidad Macroeconómica | Pilar habilitante | Permitir aplicación de medidas de transición eléctrica |  |
| Marco Institucional del Sector | Pilar habilitante | Permitir aplicación de medidas de transición eléctrica |  |
| Seguridad Energética | Aumentar generación eléctrica con gas natural, reemplazando otros combustibles fósiles | Disminución de emisiones de CO2 y disminución precios electricidad para usuarios finales | Mayor acceso a electricidad y disminución de impactos negativos de generación eléctrica |
| Sustentabilidad Energética | Aumento generación con tecnologías limpias hasta un 40.5% para el 2030 y disminuir en un 1,9% el crecimiento anual de intensidad energética | Disminución emisiones de CO2 y aumento de aprovechamiento de energía eléctrica. Disminución en precios de operación y aumento en inversión | Disminución de impactos negativos de generación eléctrica |
| Incremento de cobertura eléctrica | Aumento de cobertura eléctrica de un 98,5% a un 98,7% para el año 2018 | Disminución precios de generación y emisiones de CO2 | Mayor acceso a electricidad y disminución de impactos negativos de generación eléctrica. |

Fuente: Elaboración propia en base a Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030 de la Secretaría de Energía de México

**Valorización de Impactos**

Los **impactos primarios** señalados generan beneficios para el conjunto de la sociedad que se pueden valorizar. Por una parte, la reducción de emisiones de GEI se valora a través de un precio de mercado, y por la otra, el diferencial de gasto energético en los principales sectores de la economía, se pueden valorizar a su valor nominal.

De esta forma cada uno de los impactos en emisiones y gasto energético provenientes de las medidas del Programa se puede valorizar a través de sus impactos primarios. Es importante mencionar que toda medida se puede descomponer en una componente de reducción de emisiones y otra de gasto energético. A modo de ejemplo, la eficiencia energética, que busca reducir la intensidad energética, tiene un componente de menores emisiones debido al menor consumo energético, pero también menor gasto energético, para todos los sectores en los que se apliquen dichas medidas.

Cabe señalar que los resultados son conservadores. Por una parte, cuando la información no permite estimar un valor único, se utilizará el más conservador respecto de los beneficios. Por otra parte, hay un conjunto de beneficios de **impactos secundarios** que no se evaluarán. Estos impactos secundarios incluyen:

* Mayor competitividad de las industrias debido al menor gasto en energía;
* Reducción de emisiones directas de la generación de otros contaminantes como óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, metales, etc;
* Mejores señales de eficiencia debido que la disminución de pérdidas no técnicas lleva a que los usuarios paguen por la energía que consumen.
* Beneficio por mayor disponibilidad de ingreso en quintiles más vulnerables debido a menor gasto en energía;
* Menores costos de desarrollo de proyectos energéticos producto de menos conflictos sociales asociado a desarrollo de matriz más limpia y a la participación de la sociedad en la elaboración de la política energética;
* Menos riesgos en el desarrollo de proyectos productivos debido a menor incertidumbre en disponibilidad y tarifa de energía;
* Mantener la condición de país de bajo riesgo para las inversiones externas y ser sujeto para los programas que se desarrollen para apoyar la incorporación de nuevas tecnologías para mitigar o adaptarse al cambio climático, producto del cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones GEI.

**Valoración de Emisiones de Contaminantes Globales**

Los beneficios de la reducción de las emisiones de CO2 fueron valorizados usando el precio de carbono de mercado entregado por *investing.com*. El precio para el año 2017 de una tonelada de carbono corresponde a 4,53 US$/ton. La cantidad de CO2 producido por tipo de generación se puede apreciar a continuación.

Tabla 9 Emisión de CO2 por tipo de generación

|  |  |
| --- | --- |
| Tipo de generación | Emisiones (Ton CO2/GWh) |
| Ciclo combinado | 417 |
| Carboeléctrica | 681 |
| Hidroeléctrica | 26 |
| Eólica | 26 |
| Geotérmica | 26 |
| Solar fotovoltaica | 85 |
| Solar térmica | 85 |
| Nuclear | 29 |
| Biomasa | 45 |
| Turbogas | 967 |
| Termoeléctrica convencional | 695 |
| Cogeneración eficiente | 100 |
| Combustión interna | 689 |
| Lecho fluidizado | 860 |

Fuente: De fabricación propia con datos obtenidos de Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources de World Nuclear Association

**Parámetros Relevantes para las Estimaciones**

En el estudio se utilizó una tasa de descuento igual a 10%. Esta tasa corresponde al descuento aplicado en el ámbito social en México, tal como lo documenta la publicación del IADB, “Tasa de descuento social y evaluación de proyectos, Algunas reflexiones prácticas para América Latina y el Caribe”.

Es también necesario considerar el costo de los programas de eficiencia energética, el cual se aproxima a 24 centavos de dólar por kWh ahorrado, que corresponde a un valor ampliamente utilizado de acuerdo a las investigaciones del Lawrence Berkeley National Laboratory, según reporta la American Council for an Energy-Efficient Economy.

Para determinar los costos de inversión y operación se utilizó la siguiente tabla

Tabla 10 Inversión y costos operacionales por tipo de energía

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Tipo de generación | Costo de Capital ($/kW) | O&M Fijo ($/kW-año) | Variable ($/MWh) |
| Ciclo combinado | 959 | 19 | 31 |
| Carboeléctrica | 1.402 | 33 | 31 |
| Hidroeléctrica | 1.900 | 24 | - |
| Eólica | 1.400 | 38 | - |
| Geotérmica | 1.859 | 103 | - |
| Solar fotovoltaica | 1.375 | 11 | - |
| Solar térmica | 6.500 | 48 | - |
| Nuclear | 3.924 | 100 | 10 |
| Biomasa | 4.985 | 110 | 4 |
| Turbogas | 800 | 5 | 33 |
| Termoeléctrica convencional | 1.614 | 35 | 31 |
| Cogeneración eficiente | 2.888 | 46 | 32 |
| Combustión interna | 2.888 | 46 | 32 |
| Lecho fluidizado | 1.402 | 33 | 31 |

Fuente: De fabricación propia con información obtenida de Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants 2016 e información adicional de Energy Information Administration de los Estados Unidos.

Tabla 12 Vida útil por tipo de tecnología

|  |  |
| --- | --- |
| Tecnología | Vida útil (años) |
| Ciclo combinado | 30 |
| Termoeléctrica convencional | 30 |
| Carboeléctrica | 40 |
| Turbogas | 30 |
| Combustión interna | 25 |
| Lecho fluidizado | 40 |
| Hidroeléctrica | 60 |
| Eólica | 25 |
| Geotérmica | 30 |
| Solar fotovoltaica | 30 |
| Solar térmica | 35 |
| Nuclear | 60 |
| Biomasa | 20 |
| Cogeneración eficiente | 33 |

Fuente: PRODESEN 2017-2031 y Energía de la Biomasa, del Gobierno de España.

# Impacto de Medidas del Programa

Al comparar la línea base de desarrollo del sector eléctrico 2016-2030 descrita en la sección anterior con el escenario con la aplicación individuales de medidas del Programa, se pueden proyectan los siguientes impactos:

1. Escenario con Disminución de la Tasa de Incremento de la Intensidad Energética

El primer impacto por considerar es el aumento de la eficiencia energética, que redunde en una disminución de generación eléctrica producto de los programas de eficiencia energética implementados por el gobierno, con respecto a la línea base. En la línea base, la generación total de energía en el sistema se dobla desde el año 2016 al 2030. Esto último significa una generación de 579 mil GWh ese año. El Programa plantea un agresivo plan de eficiencia energética que permitiría disminuir la tasa de variación de la intensidad energética (i.e., cantidad de energía requerida para producir una unidad monetaria) en 1,9% anual. Esto no quiere decir que las tasas de crecimiento de dicha demanda serán negativas, sino más bien, que serán menores que en la línea base. De esta forma la demanda eléctrica no crecerá del estimado 579 GWh de la línea base, sino más bien al 444 mil GWh al 2030 de la LTE. El impacto en la demanda de energía eléctrica afecta en el costo del sistema en su inversión y operación, y, disminuye las emisiones de CO2. A continuación, se pueden apreciar las diferencias entre energía generada en la Línea Base versus la energía generada en una línea base a la cual se le aplica eficiencia energética.

Ilustración 2 Comparación generación eléctrica con y sin eficiencia energética

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

Es posible apreciar a simple vista como afecta la eficiencia energética en la generación eléctrica, disminuyéndola hasta la mitad para el año 2030 respecto a la línea base. Esta eficiencia energética tiene un costo en función de la energía ahorrada, como se mencionó anteriormente, por lo cual es necesario conocer la energía que se ahorra anualmente y el costo que este ahorro tiene.

Tabla 11 Inversión en eficiencia energética en función de la energía ahorrada

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Año | Energía ahorrada (GWh) | Valor energía ahorrada (millones de USD) | Inversión en eficiencia energética (millones de USD) |
| 2016 | - | - | - |
| 2017 | 6,242 | 60 | 156 |
| 2018 | 12,482 | 154 | 312 |
| 2019 | 19,218 | 396 | 480 |
| 2020 | 26,465 | 699 | 662 |
| 2021 | 34,270 | 1,056 | 857 |
| 2022 | 42,679 | 1,474 | 1,067 |
| 2023 | 51,684 | 1,883 | 1,292 |
| 2024 | 61,421 | 2,308 | 1,536 |
| 2025 | 71,765 | 2,774 | 1,794 |
| 2026 | 82,814 | 3,284 | 2,070 |
| 2027 | 94,551 | 3,897 | 2,364 |
| 2028 | 107,175 | 4,532 | 2,679 |
| 2029 | 120,507 | 5,247 | 3,013 |
| 2030 | 134,720 | 6,091 | 3,368 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

Por otro lado, la disminución de generación eléctrica implica una menor producción de CO2, lo cual puede apreciarse en la siguiente figura.

Ilustración 6 Comparación emisiones de CO2 con y sin eficiencia energética

Fuente: Elaboración propia en base a Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030 de la Secretaría de Energía de México y Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity

A modo de resumen, la eficiencia energética tendría un valor presente de 11,334 millones de dólares y una tasa interna de retorno de 60%, debido principalmente por una menor producción de CO2, una menor generación de electricidad y una menor necesidad de potencia instalada, en la misma proporción que la energía generada.

Tabla 12 Resumen de ingresos, costos y utilidad de eficiencia energética

|  |  |
| --- | --- |
| Ingresos | Millones de US$ |
| Valoración de menores emisiones de CO2 | 683 |
| Menores costos de generación | 12,865 |
| Menores costos de inversión en potencia | 6,513 |
| Costos | Millones de US$ |
| Implementación de programas de EE | 8,727 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | 11,334 |
| Tasa Interna de Retorno | 60% |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

1. Escenario con Aumento de la Energía Limpia en la Matriz Energética

El segundo impacto a considerar el aumento de la proporción de energía limpia en la matriz energética. La evolución de la matriz hacia el año 2030 se observa en la siguiente, con un 40,5% de generación con energías limpias. Esto permite alcanzar las metas establecidas en la política energética descrita en la LTE, situación que no se da en la línea base. El impacto en la matriz energética afecta de manera relevante aumentado los costos de inversión, disminuyendo los costos de operación y reduciendo las emisiones de CO2 por el uso de menos combustibles fósiles.

Con el fin de cuantificar el impacto económico que tendría la incorporación de tecnologías de generación limpia en la matriz eléctrica mexicana, se compararon la línea base obtenida anteriormente, con una matriz que tuviera que generar la misma cantidad de energía producida en la línea base, pero con un enfoque en que la matriz evolucionará hacia la producción con tecnologías limpias. Esta nueva matriz se obtiene a partir de la evolución energética propuesta por el PRODESEN 2017-2030, la cual incorpora la LTE. Si bien en este caso no se produce una disminución de energía generada respecto a la línea base, si se puede esperar una menor producción de CO2, dado que la nueva matriz incorporaría una mayor cantidad de generación con energías limpias. Por otro lado, se esperaría un menor costo de operación, pero se requeriría una mayor inversión por la construcción de centrales eléctricas de generación no convencional. La diferencia en emisiones de CO2 puede apreciarse a continuación

Ilustración 4 Comparación emisiones de CO2 entre línea base y escenario de energía limpia

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

Ilustración 5 Comparación anualidad de inversión entre línea base y generación limpia

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

Como es de esperarse, se requiere una mayor inversión para la instalación de centrales en el escenario de generación eléctrica con energías limpias, sin embargo, esto también implica un menor costo operacional.

Ilustración 6 Comparación costos operacionales entre línea base y generación limpia

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

A modo de resumen, en ambos escenarios comparados la cantidad de energía a generar es la misma, sin embargo, las emisiones y costos operacionales son menores al utilizar energía limpia para producir electricidad, a cambio de una mayor inversión requerida, lo cual se puede apreciar a continuación.

Tabla 13 Resumen diferencia de costos entre matriz limpia y línea base

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Año | Diferencia de costos operacionales (MMUSD) | Diferencia de Costos de inversión (MMUSD) | Diferencia producción de CO2 (MMUSD) |
| 2016 | - | - | - |
| 2017 | 193 | -3,476 | 31 |
| 2018 | 407 | -3,093 | 59 |
| 2019 | 824 | -2,709 | 88 |
| 2020 | 967 | -1,962 | 112 |
| 2021 | 1,292 | -1,760 | 134 |
| 2022 | 1,578 | -907 | 151 |
| 2023 | 1,977 | -4,359 | 185 |
| 2024 | 2,352 | -1,916 | 220 |
| 2025 | 2,681 | -143 | 245 |
| 2026 | 3,028 | 368 | 262 |
| 2027 | 3,376 | -1,264 | 281 |
| 2028 | 3,775 | -1,618 | 305 |
| 2029 | 4,407 | -5,984 | 352 |
| 2030 | 5,040 | -4,136 | 389 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

Finalmente es necesario traer a valor presente los impactos económicos de utilizar energía limpia en la matriz energética, en la misma proporción que la propuesta por el PRODESEN, pero con la tasa de crecimiento de la línea base. Notar que la diferencia en costos de generación no es por la cantidad de energía generada, sino por el método de generación. El resultado de sumar los ingresos y restarle los costos da una utilidad positiva de 2,810 millones de dólares, lo que equivale a una tasa interna de retorno de 13%.

Tabla 14 Resumen de ingresos, costos y utilidad de la incorporación de energías limpias

|  |  |
| --- | --- |
| Ingresos | Millones de US$ |
| Valoración de menores emisiones de CO2 | 1,190 |
| Menores costos de generación | 12,890 |
| Costos | Millones de US$ |
| Mayores costos de inversión | 11,270 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | 2,810 |
| Tasa Interna de Retorno | 13% |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

1. Disminución de las pérdidas de distribución

La LTE busca disminuir las pérdidas de energía eléctrica en distribución de un 13.1%, registradas en 2015, a un 10.5%. Dado que la demanda del SEN el año 2015 correspondió a 288232 GWh, el reducir 2,6% corresponde a 7494 GWh anuales. El Programa en este caso busca una disminución completa antes de llegar al 2020, donde el grueso de la disminución de central en las pérdidas no técnicas debido a que las técnicas se encuentran estabilizadas en su punto objetivo de 6% desde comienzos de la década. De esta forma se busca disminuir las pérdidas no técnicas de 6% (2016) a 5% (2017) y 4% (2018).

En este sentido el PRODESEN incluye diversos programas orientados a reducir las pérdidas no técnicas se incluye:

* Instalación medidores AMI para reducción de pérdidas
* Instalación de Equipo Automatizado (EPROSEC)
* Confiabilidad de redes generales de distribución
* Regularización de Colonias Populares
* Instalación de Acometidas y medidores
* Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución
* Modernización (cambio de medidores electromecánicos por electrónicos)
* Reducción pérdidas (Inv. Financiada)

El documento PRODESEN entrega un monto de inversión para la reducción de las pérdidas no técnicas de 3,810 millones de dólares (con tasa de cambio de 0,053439 pesos mexicanos por dólar.

Es de importancia señalar que la reducción de pérdidas no técnicas no trae consigo ahorros del costo social (empresa y consumidores) y que se traduce solamente a una transferencia desde los consumidores a la empresa, por lo que no existe un beneficio social en la disminución de las pérdidas. Finamente, debido a que este flujo es negativo, y no tiene una contraparte positiva, no tiene sentido calcular una tasa interna de retorno debido a que ésta se indefiniría.

Tabla 16 Diferencia entre línea base y escenario con reducción de pérdidas no técnicas de distribución

|  |  |
| --- | --- |
| Costos | Millones de US$ |
| Mayores costos de inversión | 3,810 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | -3,810 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

1. Determinación impacto aumento de cobertura

Uno de los puntos de menor relevancia a considerar es el impacto del aumento de cobertura, con la consiguiente expansión de matriz eléctrica, para incrementar la cobertura de 98,5% a 98,7% para el 2018, lo cual implica llevar energía del sistema a 248,325 mexicanos adicionales. Según el Banco Mundial, el consumo por persona de electricidad en México es de 2,057 kWh anuales de electricidad, lo que implicaría generar 511 GWh adicionales el 2018. Esto implica una inversión a valor presente de 27,180,400 de dólares, considerando la siguiente tabla

Tabla 15 Inversiones para expansión de matriz energética en millones de pesos mexicanos

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Inversiones por año (miles de dólares) | 2016 | 2017 | 2018 |
| Interconexión de Isla de Holbox | 71 | 150 | - |
| Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres | 65 | 99 | - |
| Conversión de la Red Eléctrica de Baja California SUR | - | 1.618 | 1.618 |
| Cambio de cable de potencia en líneas de 115 kV | 50 | - | - |
| Total inversiones | 186 | 1,867 | 1,618 |

Fuente: Elaboración propia en base a PRODESEN

Lo que, llevado a anualidades, convertido a dólares (con una tasa de cambio de 0,053439 dólares por peso mexicano) y traído a presente da 138 millones de dólares. Adicionalmente es de importancia comparar los ingresos y costos producto de la ampliación de la cobertura de servicio eléctrico. En este caso los costos fueron considerados como la inversión incremental de ampliar la cobertura en base a la mezcla de generación equivalente a la matriz del SIN y la transmisión para ampliar la cobertura, en lugar de una expansión en base a generación de turbina a gas de manera local. En el caso los ingresos o ahorros estos provienen de los menores costos de operación de la matriz (en comparación al gas) y las menores emisiones. El resultado de sumar los ingresos y restarle los costos da una utilidad negativa de 195 millones de dólares, lo que equivale a una tasa interna de retorno de 4%.

Tabla 16 Resumen de ingresos y costo de incremento de los niveles de cobertura

|  |  |
| --- | --- |
| Ingresos | Millones de US$ |
| Valoración de menores emisiones de CO2 | 10 |
| Menores costos de operación | 24 |
| Costos | Millones de US$ |
| Costo de inversión en la red | 138 |
| Mayores costos de inversión en generación | 92 |
| Utilidad | Millones de US$ |
| Ingresos menos costos | -195 |
| Tasa Interna de Retorno | 4% |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

De esta forma el efecto compuesto de la reducción de la intensidad energética, cambio en la matriz energética, reducción de pérdidas no técnicas en distribución y mayores niveles de cobertura tiene una utilidad total de 11,334 millones de mayores utilidades por la mayor eficiencia energética, 2,810 millones de mayores utilidades por la matriz limpia, 3,810 millones de menores utilidades por la reducción de pérdidas y 195 millones en menores utilidades por la ampliación de cobertura. Esto da un total para la LTE de 10,140 millones de dólares como utilidades adicionales en el periodo 2016-2030, tal como se ve reflejado en la siguiente tabla.

Tabla 19 Resultados acumulados de las medidas del Programa

|  |  |
| --- | --- |
| Utilidad por medida | Millones de US$ |
| Utilidad de escenario con mayor incorporación de eficiencia energética | 11,334 |
| Utilidad de escenario con mayor incorporación de energías limpias | 2,810 |
| Utilidad de escenario con un menor nivel de pérdidas no técnicas | -3,810 |
| Utilidad de escenario con un incremento de los niveles de cobertura | -195 |
| Utilidad Total | Millones de US$ |
| Combinación de las medidas del Programa | 10,140 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

# Identificación de potenciales riesgos al Programa

En la presente sección se identifican los potenciales riesgos asociados a la operación y sus posibles medidas de mitigación. Para valorar la importancia de cada riesgo se rehicieron las simulaciones de flujos de manera de obtener una métrica del impacto que tendría en los resultados el que alguno de estos riesgos se concretara. Los riesgos identificados fueron:

1. Precio de la reducción de emisiones de CO2 equivalente. El primer riesgo asociado a la evaluación del programa es el cambio en el valor de los certificados de reducción de emisiones de carbono equivalente. En este caso se sensibilizaron los resultados desde 0 a 20 dólares por tonelada de CO2.

Tabla 20 Sensibilidad de la utilidad del Programa a cambios en el precio de los certificados de reducción de emisiones

|  |  |
| --- | --- |
| Precio de los Certificados de Reducción de Emisiones | Utilidad Programa en Millones de US$ |
| 0 | 8,255 |
| 4 | 9,919 |
| 4.53 | 10,140 |
| 8 | 11,583 |
| 12 | 13,247 |
| 16 | 14,911 |
| 20 | 16,574 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

**Ilustración 7 Utilidad Programa para diferentes precios de la reducción de emisiones de CO2 equivalente**

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

El impacto del precio de los certificados de reducción de emisiones es claro debido a que 3 de las 4 medidas consideran la valoración de menores emisiones. Sin embargo, este efecto es menor debido a que la valoración de dichas emisiones en menor en valor absoluto frente a los cambios en costos de inversión u operación. De hecho, un cambio que lleve al precio de los certificados de emisiones a casi 5 veces su valor a 20 dólares por tonelada aumenta la utilidad de 10,140 a 16,574 millones de dólares, lo que implica un 31,3% más utilidad.

Como se mencionó en el párrafo anterior el efecto de posibles cambios en los precios de los certificados de emisiones es menor, sin embargo, en caso de que estos disminuyeran, siguen existiendo mecanismos y fondos de financiamiento no reembolsable que pueden compensar esta reducción. Estos fondos han sido y son utilizados por el Gobierno de México, como son los Climate Technology Fund, Climate Investment Fund,Global Environmental Fund, así como fondos de países y se espera también tener aceso a los recursos del Global Climate Fund.

1. Menor crecimiento de la economía. Sin duda un menor crecimiento llevará a una menor tasa de recambio de tecnología, lo que redundará en un menor impacto en menores emisiones y menores ahorros en gastos de operación, pero a su vez en menos inversión.

Tabla 21 Sensibilidad de la utilidad del Programa a la tasa de crecimiento del PIB

|  |  |
| --- | --- |
| Tasa de Crecimiento PIB | Utilidad Programa en Millones de US$ |
| 1.9% | 9,942 |
| 2.4% | 10,041 |
| 2.9% | 10,140 |
| 3.4% | 10,238 |
| 3.9% | 10,337 |
| 4.4% | 10,436 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

Ilustración 8 Utilidad Programa para diferentes tasas de crecimiento del PIB

Fuente: Elaboración propia en base a resultados

El impacto de cambios en la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) es bastante menor, esto pese a que expresa en una medida muy relevante como es el aumento de la eficiencia energética. Sin embargo, cambios en el PIB tiene efectos mixtos: un menor crecimiento del PIB redundará en un beneficio por la menor inversión, pero menores beneficios en gastos de operación y emisiones. De hecho, un cambio que suba en un punto la tasa del PIB de 2.9% a 3.9% tiene un efecto de solo un 2% de más utilidad del Programa.

No obstante que el efecto esperado de cambios en el PIB es menor, en México se han desarrollado, por ejemplo, proyectos de eficiencia energética, como es el caso de la sustitución de equipos electrodomésticos, mediante un esquema de financiamiento fondeado con recursos nacionales y de organismos multilaterales, cuya implementación ha permitido, en épocas de situaciones económicas nacionales adversas, contribuir a un crecimiento de industrias claves para el país como es el caso de la industria de refrigeradores, lo cual reactivo la producción y empleo en esta industria. Este mismo proceso puede esperarse por el desarrollo de la industria de energías renovables.

1. Cambio en la efectividad de los programas de eficiencia energética. En particular, si los programas de eficiencia energética tienen un efecto distinto al 1.9% menor anual de intensidad energética. A modo de ejemplo, una disminución del impacto de la eficiencia energía redundará en mayor demanda por energía, con el consiguiente aumento en las emisiones y gasto en inversión y operación del parque generador. El presente análisis incluye tasas de disminución de la intensidad energética de 0.4% a 2.9%, considerando la tasa incluida en la LTE de 1.9%.

Tabla 22 Sensibilidad de la utilidad del Programa a cambios en la tasa de la intensidad energética por aplicación de EE

|  |  |
| --- | --- |
| Impacto de la EE en la tasa de cambio de la intensidad energética | Utilidad Programa en Millones de US$ |
| 0.40% | -4,981 |
| 0.90% | -121 |
| 1.40% | 4,909 |
| 1.90% | 10,140 |
| 2.40% | 15,599 |
| 2.90% | 21,298 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

Ilustración 9 Utilidad Programa para diferentes tasas de reducción de la intensidad energética producto de la EE

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

El resultado del análisis muestra que el impacto en el monto de utilidad de cambios en la efectividad de la eficiencia energética es muy significativo. Los cambios la tasa de variación de la intensidad energética tiene efectos aditivos. A modo de ejemplo, un aumento de dicha tasa conllevará menor necesidad de inversión y menores gastos de operación. Los efectos de menores beneficios de reducción de emisiones no logran contrarrestar a los componentes de inversión y operación. De forma numérica, un cambio de un punto la tasa de reducción de la intensidad energética, de 1.9% a 2.9%, tiene un efecto de 11,158 millones de dólares, o un 110% de más utilidad del Programa.

En virtud de que la reducción de la intensidad energética se ha mantenido en los últimos años como resultado de los procesos de normalización de eficiencia energética, de aplicación obligatoria, de equipos, instalaciones y materiales, y que entren en vigor nuevas normas y se refuercen, en los procesos de revisión y actualización, las vigentes, se considera que esto contribuirá a mantener el escenario de mayor eficiencia energética.

1. Menor efectividad de recambio tecnológico. Un riesgo que aplica a la LTE es que el recambio tecnológico avance a una velocidad menor a la presupuestada. Esto puede tener distintas causas, como que el proceso de licitaciones de energías limpias no sea lo suficientemente exitoso, con muchos procesos incompletos o, lo que lleve a licitaciones parcialmente adjudicadas o desiertas. Esta menor efectividad redunda en una matriz más convencional que la asumida por la LTE. El análisis incluye distintas penetraciones de energías limpias, desde 0%, que sería la línea base, hasta el 100% que corresponde al escenario descrito por la LTE.

Tabla 23 Sensibilidad de la utilidad del Programa a cambios en el porcentaje de penetración de energías limpias

|  |  |
| --- | --- |
| Penetración de Energías Limpias | Utilidad Programa en Millones de US$ |
| 0% | 7,329 |
| 20% | 7,891 |
| 40% | 8,453 |
| 60% | 9,015 |
| 80% | 9,577 |
| 100% | 10,140 |

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

Ilustración 10 Utilidad Programa para diferentes porcentajes de penetración de energía limpia

Fuente: Elaboración propia en base a resultados.

El resultado del análisis muestra que el impacto en el monto de utilidad de cambios de cambios en la penetración de energías renovables es relevante. Un aumento del porcentaje tiene efectos en aumentar los costos de inversión. A modo de ejemplo, un aumento de en la penetración de energías limpias trae consigo una mayor necesidad de inversión, menores gastos de operación y menores emisiones. De forma numérica, una disminución de 20% desde la LTE conlleva una disminución de la utilidad total de 5.5%, o 563 millones de dólares.

Los resultados de los procesos de subastas realizados han mostrado su éxito y la reducción en los costos por el aprovechamiento de energías renovables, especialmente en el caso de energía fotovoltaica y eólica, adicionalmente se han desarrollado los Centros Mexicanos de Innovación en Energía, que incluye también energía oceánica y almacenamiento de energía, cuyo desarrollo contribuirá a reducir los costos de estos recursos y aumentar su viabilidad técnica.

El presente análisis de sensibilidad muestra que los resultados son robustos debido a que no cambian de signo para variaciones significativas en el precio de la reducción de emisiones, en la tasa de intensidad energética, crecimiento económico y porcentaje de energía limpia. El mayor efecto analizado corresponde a cambios en la intensidad energética un mayor porcentaje de cambio conlleva aumento de los beneficios en inversión y operación

# Bibliografía

ACEEE, How does energy efficiency cost? Estados Unidos, 2015. Disponible en aceee.org.

BID. “Tasa de descuento social y evaluación de proyectos. Algunas reflexiones prácticas para América Latina y el Caribe”, Estados Unidos, 2016.

UNEP. “Green Energy Choices. The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production”, 2015.

SENER. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030”. México, 2016. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177626/Prospectiva\_del\_Sector\_El\_ctrico\_2016-2030.pdf

SENER. “Prospectiva de Gas Natural 2016-2030”. México, 2016. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177624/Prospectiva\_de\_Gas\_Natural\_2016-2030.pdf

SENER. “Programa de Desarrollo del Sistema Energético Nacional (PRODESEN) 2016-2030. México, 2016. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/102166/PRODESEN\_2016-2030\_1.pdf

SENER. “Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD)”. México 2016-2030. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/102165/PRODESEN\_2016-2030\_2.pdf

SENER. “Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD)”. México 2017-2031. Disponible en: <http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN_2017-2031.pdf>

WNA. “Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources”. Inglaterra, 2011. Disponible en: http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working\_Group\_Reports/comparison\_of\_lifecycle.pdf

EIA. Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Estados Unidos, 2013. Disponible en: https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated\_capcost.pdf

1. Se entiende como energía limpia cualquier medio de generación que produzca menos de 100 kgr de dióxido de carbono (CO2) por MWh generado. [↑](#footnote-ref-2)