Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**México**

**Programa Financiero para la Inversión y Gestión de Riesgos en Proyectos de Gas y Energía Renovable**

**(ME-L1172)**

**Análisis Económico**

El documento fue preparado por el equipo de proyecto compuesto por: Pablo Carrión Flórez

**Contenido**

I. Introducción 3

II. Metodología y Supuestos 3

A. Metodología 3

B. Supuestos 4

III. Resultados del Análisis 9

IV. Análisis de sensibilidad 13

V. Conclusiones 13

ANEXO I 14

1. Introducción
   1. La operación ME-L1172 “Programa Financiero para la Inversión y Gestión de Riesgos en Proyectos de Gas y Energía Renovable” tiene como objetivo incrementar las inversiones en infraestructura de gas y de generación a partir de energías renovables para contribuir a elevar la eficiencia energética del sistema minimizando las emisiones de GEI en México.
   2. El crecimiento sostenible de México en los últimos años, unido a una ambiciosa agenda reformista destinada a reducir las restricciones a la competencia y mejorar el funcionamiento de los mercados, incrementará las perspectivas de crecimiento a medio plazo. Una de las piezas más importantes de las reformas estructurales impulsadas por el Gobierno de México (GdM) ha sido la reforma del sector energético. Dentro del sector eléctrico, el gobierno asumió el compromiso de reducir sus emisiones de GEI en un 30% para 2020 y se propone alcanzar un 35% de la generación de energía eléctrica de fuentes no fósiles a 2024. Esta es una meta ambiciosa que se podría lograr con una fuerte inversión en ER y con la combinación en la matriz de cogeneración y gas.
   3. Las grandes restricciones de financiamiento a las que se enfrenta México hace necesario desarrollar mecanismos que faciliten la financiación a largo plazo para proyectos de infraestructura. Dentro de las alternativas, la reforma financiera impulsada por el gobierno en 2013 reconoce el papel fundamental que tiene la Banca Pública de Desarrollo (BPD) como instrumento para promover el financiamiento a largo plazo, especialmente en los sectores estratégicos y más desatendidos por la banca comercial
   4. El programa consistirá en una Operación Global de Crédito y la ejecutará BANCOMEXT. Dada la conexión entre los diferentes tipos de proyectos elegibles con respecto a la problemática de acceso al crédito que se busca combatir y también a su complementariedad, se plantea la operación de modo tal que el peso relativo del monto que se destine a cada tipología de proyectos pueda adaptarse a la demanda final.
2. Metodología y Supuestos
3. Metodología
   1. El programa otorgará recursos por hasta USD 200 millones, los cuales se espera que se dividan por tipo de proyecto beneficiario de la siguiente forma: USD 100 millones dirigidos a otorgar créditos a proyectos de Energía Renovable y USD 100 millones para gas y cogeneración.
   2. Desde el punto de vista económico, el análisis de proyectos requiere evaluar los cambios en los costos y los beneficios que resultarían de llevar adelante una determinada inversión. En el caso de las intervenciones propuestas, dichos costos y beneficios han de considerar adicionalmente la presencia de externalidades, siendo el concepto más relevante en general la reducción de emisiones de CO2. La presencia de los efectos negativos sobre el medio ambiente de la emisión de estos gases por la utilización de combustibles fósiles es también una de las razones por las cuales el gobierno y el Banco impulsan la diversificación de la matriz energética hacia el uso de ER.
   3. La participación del sector privado en los proyectos del programa es ya de por si indicativa de que los proyectos son rentables en valor esperado, por lo que el ejercicio que se presenta en esta sección del análisis tiene más un valor ilustrativo que demostrativo ya que, *ex ante*, no se cuenta con información precisa sobre los proyectos involucrados.
   4. El análisis económico que acompaña la propuesta de intervención presenta un valor de los beneficios obtenidos, haciendo una comparación entre los costos reales que se esperan de la intervención y el valor monetizado de los beneficios. Las características anteriores se valorarán para el caso de ER en 25 años y para Cogeneración durante un periodo de 20 años, descontado toda intervención al 12%. La metodología se adaptará según el tipo de cada intervención. De esta manera,
4. Los flujos de costos y beneficios en inversiones en Energía Renovable serán en base a la capacidad total (en MW) de generación que se estima financiar. Para cada uno de los proyectos, se calcula el beneficio neto generado para la sociedad, para lo cual se estiman los beneficios económicos más los costos evitados de un escenario con proyecto respecto a uno sin proyecto. A lo anterior se añadirán los costos de inversión financiada con capital propio, la inversión financiada por el BID y la inversión financiada por la Banca Comercial. También se incluirán los costos de Operación y Mantenimiento diferenciando por tecnología.
5. Para cogeneración el beneficio estará dado por el diferencial entre los costos totales de consumir una determinada cantidad de energía valorada a la tarifa que cobra la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (situación sin proyecto) menos los costos totales (inversión y mantenimiento), de producir energía a partir de una planta de cogeneración.
   1. Posteriormente, se hace una evaluación de la tolerancia del programa con relación a los principales parámetros de cálculo de beneficios y costos utilizados en el análisis central (*ver Sección IV. Análisis de Sensibilidad*).
6. Supuestos

Supuestos Energía Renovable

* 1. Se parte del supuesto de que el objetivo trazado en términos de número de proyectos a financiar estará compuesto por dos plantas de energía eólica y una solar.
  2. Los plazos promedio para implementación de las tecnologías a ser financiadas se estiman en al menos un año a partir de otorgado el financiamiento. Se asume que los proyectos empiezan a generar beneficios solo después de que finaliza su construcción y éstos comienzan a operar.
  3. Los parámetros promedio para un proyecto tipo de Energía Renovable en México se presentan, según tecnología, en la Tabla 2.1.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Tabla 2.1. Parámetros de un proyecto de Energías Renovables típico[[1]](#footnote-1)** | | | |
|  |  | **Eólica** | **Solar** |
| Capacidad de planta (MW) | | 67 | 60 |
| Factor de utilización | | 0.4 | 0.25 |
| Precio de venta de la energía (USD/MWh) | | 103[[2]](#footnote-2) | |
| Costo Inversión (MUSD/MW)[[3]](#footnote-3) | | 1.56 | 2.06 |
| Costo Mantenimiento en USD/MWh neto | | 8.01 | 7.63 |

* 1. El escenario sin proyecto corresponde a la capacidad efectiva por tipo de central (Tabla 2.2)

**Tabla 2.2. Capacidad efectiva por tipo de central, 2015**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | TC | TG | CC | CI | CAR | NUC | GEO | HID | EOL | SOL | NGL | Total |
| Capacidad efectiva (Mw) | 11399 | 2682 | 19906 | 307 | 5379 | 1510 | 846 | 12293 | 597 | 6 | 0 | 54924 |
| Participación | 20.75% | 4.88% | 36.24% | 0.56% | 9.79% | 2.75% | 1.54% | 22.38% | 1.09% | 0% | 0% | 100% |

Fuente: [SIE](http://sie.energia.gob.mx/)

* 1. Este escenario es dinámico y según el Plan de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2014-2028, en el año 2028 se espera el siguiente escenario,

**Tabla 2.4. Capacidad efectiva por tipo de central, 2028**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | TC[[4]](#footnote-4) | TG | CC | CI | CAR | NUC | GEO | HID | EOL | SOL | NGL | Total |
| Capacidad efectiva (Mw) | 1811 | 2097 | 45668 | 476 | 4385 | 1334 | 1048 | 14015 | 11059 | 1716 | 11727 | 95342 |
| Participación | 1.9% | 2.2% | 47.9% | 0.5% | 4.6% | 1.4% | 1.1% | 14.7% | 11.6% | 1.8% | 12.3% | 100% |

Fuente: POISE 2014-2028

* 1. Los beneficios para la sociedad[[5]](#footnote-5) provienen de los costos evitados y los beneficios económicos medidos en USD/Mwh. Los costos evitados toman en cuenta la diferencia entre i) el nivel de costos a futuro de la proyecciones del sistema de energía actual, y ii) los costos de una trayectoria a futuro de un sistema energético caracterizado por la inclusión de nuestras inversiones.
  2. El análisis toma en cuenta tres fuentes de disminución de costos: reducción de costos financieros de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), descenso de costos del control de la contaminación del aire y la consecuente mejora de la salud y el impacto en la pérdida de biodiversidad

*Costos evitados = Impactos climáticos + Control de contaminación del aire (Salud) + Biodiversidad*

* 1. Los beneficios económicos provienen de la venta de energía. Manteniendo una óptica conservadora, no se incluirán los beneficios devengados por la balanza de pagos[[6]](#footnote-6) y la creación neta de empleos.

*Beneficios económicos = Venta de energía + Costos evitados*

**Tabla 2.5. Plantas por tipo de tecnología**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Tecnología | CAPEX (MU$/Mw) | OPEX (US$/Mwh)[[7]](#footnote-7) | Factor de planta (%) | Usos Propios (%) | Externalidades (US$/Mwh)[[8]](#footnote-8) |
| **TC** | - | 114.14 | 65.00% | 6.40% | 22.57 |
| **TG** | 0.541 | 68.51 | 12.50% | 3.10% | 13.92 |
| **CC** | 0.833 | 49.07 | 80.00% | 3.50% | 7.59 |
| **CI** | 1.663 | 107.64 | 65.00% | 9.10% | 19.71 |
| **CAR** | - | 37.41 | 80.00% | 5.20% | 70.955 |
| **NUC** | - | 19.22 | 90.00% | 7.80% | - |
| **GEO** | 1.332 | 82.8 | 85.00% | 6.70% | - |
| **HID** | 1.699 | 19.14 | 37.68% | 1.25% | - |
| **EOL** | 1.56 | 8.01 | 40.00% | 0.10% | - |
| **SOL** | 2.06 | 7.63 | 25.00% | 0.10% | - |
| **NGL** | 3.29 | 35.23 | 83.33% | 5.50% | 39.27 |

* 1. **Costos esperados energía renovable**. Respecto a los costos, se calculan con la inversión total y los costos de operación y mantenimiento. Para el financiamiento de estos proyectos se supone que el financiamiento se divide de la siguiente manera: (i) el cliente aporta 30% de la inversión inicial, la cual se imputa en el primer año de construcción; (ii) el BID aporta hasta US$100 millones de financiamiento a largo plazo y; (iii) el resto de la inversión se financia por la banca comercial. Debido a la naturaleza del análisis económico, la inversión total se imputará en el primer año. También se contabilizarán los costos propios de la operación y mantenimiento de las plantas.

Supuestos Cogeneración

* 1. El “Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México”[[9]](#footnote-9) estima que el potencial máximo de cogeneración es de 10,464 MW. Este estudio establece también que no es posible desarrollar todo el potencial de cogeneración identificado en el corto y medio plazo. De esta manera, para estimar los beneficios derivados del desarrollo de la cogeneración, plantea cuatro escenarios.

**Tabla 2.6. Capacidad desarrollada según sector**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Capacidad desarrollada MW | | | | |
| **Sector** | **Escenario 1**  **(Mínimo)** | **Escenario 2**  **(Bajo)** | **Escenario 3**  **(Medio)** | **Escenario 4**  **(Máximo)** |
| Industrial | 199 | 497 | 3.651 | 4.868 |
| PEMEX | 650 | 650 | 3.100 | 3.100 |
| Azucarero | - | - | 294 | 490 |
| Total | 649 | 1.147 | 7.045 | 8.457 |

* 1. Dadas las condiciones de elegibilidad asociadas al diseño del programa, en nuestro caso estudiaremos los beneficios de la cogeneración en el sector industrial.
  2. Con el fin de mantener el carácter conservador del análisis, consideramos en la propuesta que la cogeneración no tendrá ni excedentes ni remanentes. Es decir, antes de la intervención la industria tenía unas necesidades energéticas no cubiertas y después de la intervención serán cubiertas sin excedentes.
  3. Se van a implementar cinco proyectos de 50 Mw[[10]](#footnote-10). Se asume que los proyectos entrarán en funcionamiento y por lo tanto comenzarán a arrojar beneficios desde el año siguiente de la finalización de su construcción[[11]](#footnote-11).
  4. El ahorro energético viene determinado por una mayor eficiencia en el uso de la electricidad. La Tabla 2.8 muestra esta mejora,

**Tabla 2.8. Eficiencia según tecnología**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Tecnología** | **Planta Convencional (%)** | **Cogeneración (%)** |
| Turbina de vapor | 7-38 | 60-80 |
| Turbina de gas | 25-42 | 66-87 |
| Ciclo combinado | 35-55 | 73-90 |
| Motor-generador | 25-45 | 65-92 |
| Microturbinas | 15-30 | 60-85 |
| Celdas de combustible | 37-50 | 5-90 |

Fuente: Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México

* 1. En nuestro caso, y a fin de mantener un enfoque conservador para los supuestos, seleccionamos la tecnología que genera las menores diferencias en eficiencia (el ciclo combinado) y usamos la media entre el valor mínimo y el máximo en cada escenario, es decir, una eficiencia del 45% para la tecnología en una planta convencional y un 85% para la cogeneración.
  2. La tarifa industrial en México asciende a 103 USD/Mwh[[12]](#footnote-12)
  3. **Beneficios esperados cogeneración.** Los beneficios de los proyectos de cogeneración se calculan a partir del ahorro económico que resulta de valorar a precios de mercado las necesidades energéticas para un periodo de análisis de 20 años menos el costo total de cubrir dichas necesidades con plantas de cogeneración. Estos resultados ilustran la viabilidad de los proyectos desde el punto de vista privado.
  4. **Costos esperados cogeneración**. Respecto a los costos, se calculan con la inversión total y los costos de operación y mantenimiento. Para el financiamiento de estos proyectos se supone que el financiamiento se divide de la siguiente manera: (i) el cliente aporta 30% de la inversión; (ii) el BID aporta hasta US$100 millones de financiamiento y; (iii) el resto de la inversión se financia por la banca comercial. El plazo de financiación el BID será de 20 años y se imputarán en el período de construcción de cada una de los cinco proyectos de cogeneración. Respecto a los costos de operación y mantenimiento, estos ascienden a 25.61 USD/Mwh[[13]](#footnote-13).

1. Resultados del Análisis
   1. Con base a las consideraciones descritas de las secciones anteriores y agregando toda la información anterior, se puede construir una proyección de la estructura de flujos de beneficios y costos efectivos anuales de cada componente, cuyos valores netos, descontados al 12%, arrojan el VPN para el programa que alcanza los USD 357.89 millones.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Tabla 3.1.- Resumen de valoración costo-beneficio del programa (millones de USD)** | | | | |
|  |  |  |  | **VPN** |
| **Energía Renovable** |  |  |  | **91.01** |
| **Cogeneración** |  |  |  | **266.88** |
| **Programa** |  |  |  | **357.89** |

**Tabla 3.2. Flujo con proyecto y sin proyecto[[14]](#footnote-14)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Con Proyecto** | | | | | | |
|  | **Beneficios** | | **Costos** | | **Total** | |
| **Año** | **CO** | **ER** | **CO** | **ER** | **CO** | **ER** |
| 0 | 0 | 0 | 269.4 | 297.00 | -269.4 | -297.00 |
| 1 | 12.8 | 49.29 | 142.98 | 3.797 | -130.19 | 45.5 |
| 2 | 17.2 | 44.01 | 245.13 | 3.391 | -227.94 | 40.62 |
| 3 | 25.6 | 39.30 | 45.2 | 3.027 | -19.6 | 36.27 |
| 4 | 22.9 | 35.09 | 40.4 | 2.703 | -17.5 | 32.38 |
| 5 | 20.4 | 31.33 | 36.1 | 2.413 | -15.7 | 28.91 |
| 6 | 31.6 | 27.97 | 32.2 | 2.155 | -0.6 | 25.82 |
| 7 | 34.2 | 24.97 | 28.8 | 1.924 | 5.4 | 23.05 |
| 8 | 41.2 | 22.30 | 25.7 | 1.718 | 15.5 | 20.58 |
| 9 | 36.8 | 19.91 | 22.9 | 1.534 | 13.9 | 18.38 |
| 10 | 32.8 | 17.78 | 20.5 | 1.369 | 12.3 | 16.41 |
| 11 | 29.3 | 15.87 | 18.3 | 1.223 | 11 | 14.65 |
| 12 | 26.2 | 14.17 | 16.3 | 1.092 | 9.9 | 13.08 |
| 13 | 23.4 | 12.65 | 14.6 | 0.975 | 8.8 | 11.68 |
| 14 | 20.9 | 11.30 | 13 | 0.870 | 7.9 | 10.43 |
| 15 | 18.6 | 10.09 | 11.6 | 0.777 | 7 | 9.31 |
| 16 | 16.6 | 9.01 | 10.4 | 0.694 | 6.2 | 8.31 |
| 17 | 14.8 | 8.04 | 9.3 | 0.619 | 5.5 | 7.42 |
| 18 | 13.3 | 7.18 | 8.3 | 0.553 | 5 | 6.63 |
| 19 | 11.8 | 6.41 | 7.4 | 0.494 | 4.4 | 5.91 |
| 20 | -- | 5.72 | - | 0.441 | - | 5.28 |
| 21 | -- | 5.11 | - | 0.394 | - | 4.716 |
| 22 | -- | 4.56 | - | 0.351 | - | 4.21 |
| 23 | -- | 4.07 | - | 0.314 | - | 3.76 |
| 24 | -- | 3.64 | - | 0.280 | - | 3.35 |
| VPN | 450.4 | 429.77 | 1018.52 | 330.11 | -568.12 | 99.659 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Sin Proyecto** | | | | | | |
|  | **Beneficios** | | **Costos** | | **Total** | |
| **Año** | **CO** | **ER** | **CO** | **ER** | **CO** | **ER** |
| 0 | 0.0 | 0.00 | 69.4 | 297.00 | -69.4 | -297.00 |
| 1 | 0.0 | 106.75 | 80.1 | 72.24 | -80.1 | 34.51 |
| 2 | 0.0 | 95.86 | 121.1 | 64.50 | -121.1 | 31.37 |
| 3 | 0.0 | 85.59 | 97.9 | 57.59 | -97.9 | 28.00 |
| 4 | 0.0 | 76.42 | 87.4 | 51.42 | -87.4 | 25.00 |
| 5 | 0.0 | 68.23 | 78 | 45.91 | -78 | 22.33 |
| 6 | 0.0 | 60.92 | 56.3 | 40.99 | -56.3 | 19.93 |
| 7 | 0.0 | 54.40 | 44.3 | 36.60 | -44.3 | 17.80 |
| 8 | 0.0 | 48.57 | 28.9 | 32.68 | -28.9 | 15.89 |
| 9 | 0.0 | 43.36 | 25.8 | 29.18 | -25.8 | 14.19 |
| 10 | 0.0 | 38.72 | 23 | 26.05 | -23 | 12.67 |
| 11 | 0.0 | 34.57 | 20.6 | 23.26 | -20.6 | 11.31 |
| 12 | 0.0 | 30.87 | 18.4 | 20.77 | -18.4 | 10.10 |
| 13 | 0.0 | 27.56 | 16.4 | 18.54 | -16.4 | 9.02 |
| 14 | 0.0 | 24.61 | 14.6 | 16.55 | -14.6 | 8.05 |
| 15 | 0.0 | 21.97 | 13.1 | 14.78 | -13.1 | 7.19 |
| 16 | 0.0 | 19.62 | 11.7 | 13.20 | -11.7 | 6.42 |
| 17 | 0.0 | 17.51 | 10.4 | 11.78 | -10.4 | 5.73 |
| 18 | 0.0 | 15.64 | 9.3 | 10.52 | -9.3 | 5.12 |
| 19 | 0.0 | 13.96 | 8.3 | 9.39 | -8.3 | 4.57 |
| 20 | -- | 12.47 | -- | 8.39 | -- | 4.08 |
| 21 | -- | 11.13 | -- | 7.49 | -- | 3.64 |
| 22 | -- | 9.94 | -- | 6.69 | -- | 3.25 |
| 23 | -- | 8.87 | -- | 5.97 | -- | 2.90 |
| 24 | -- | 7.92 | -- | 5.33 | -- | 2.59 |
| VPN | 0.0 | 935.45 | 835 | 926.80 | -835 | 8.65 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Flujo incremental** | | | | | | |
|  | **Beneficios** | | **Costos** | | **Total** | |
| **Año** | **CO** | **ER** | **CO** | **ER** | **CO** | **ER** |
| 0 | 0 | 0.00 | 200.0 | 0.00 | -200 | 0.00 |
| 1 | 12.8 | -57.45 | 62.9 | -68.44 | -50.086 | 10.99 |
| 2 | 17.2 | -51.85 | 124.0 | -61.11 | -106.84 | 9.26 |
| 3 | 25.6 | -46.30 | -52.7 | -54.56 | 78.3 | 8.26 |
| 4 | 22.9 | -41.33 | -47.0 | -48.71 | 69.9 | 7.38 |
| 5 | 20.4 | -36.91 | -41.9 | -43.49 | 62.3 | 6.59 |
| 6 | 31.6 | -32.95 | -24.1 | -38.83 | 55.7 | 5.88 |
| 7 | 34.2 | -29.42 | -15.5 | -34.67 | 49.7 | 5.25 |
| 8 | 41.2 | -26.27 | -3.2 | -30.96 | 44.4 | 4.69 |
| 9 | 36.8 | -23.45 | -2.9 | -27.64 | 39.7 | 4.19 |
| 10 | 32.8 | -20.94 | -2.5 | -24.68 | 35.3 | 3.74 |
| 11 | 29.3 | -18.70 | -2.3 | -22.04 | 31.6 | 3.34 |
| 12 | 26.2 | -16.69 | -2.1 | -19.67 | 28.3 | 2.98 |
| 13 | 23.4 | -14.91 | -1.8 | -17.57 | 25.2 | 2.66 |
| 14 | 20.9 | -13.31 | -1.6 | -15.68 | 22.5 | 2.38 |
| 15 | 18.6 | -11.88 | -1.5 | -14.00 | 20.1 | 2.12 |
| 16 | 16.6 | -10.61 | -1.3 | -12.50 | 17.9 | 1.89 |
| 17 | 14.8 | -9.47 | -1.1 | -11.16 | 15.9 | 1.69 |
| 18 | 13.3 | -8.46 | -1.0 | -9.97 | 14.3 | 1.51 |
| 19 | 11.8 | -7.55 | -0.9 | -8.90 | 12.7 | 1.35 |
| 20 | -- | -6.74 | -- | -7.95 | -- | 1.20 |
| 21 | -- | -6.02 | -- | -7.09 | -- | 1.07 |
| 22 | -- | -5.38 | -- | -6.33 | -- | 0.96 |
| 23 | -- | -4.80 | -- | -5.66 | -- | 0.86 |
| 24 | -- | -4.29 | -- | -5.05 | -- | 0.76 |
| VPN | 450.4 | -505.68 | 183.5 | -596.69 | 266.88 | 91.01 |

*Fuente: Elaboración propia*

1. Análisis de sensibilidad
   1. En esta sección se presenta un análisis de sensibilidad para los proyectos analizados. Para las intervenciones de energías renovables y cogeneración se consideraron los siguientes cambios: (i) un incremento de 25% en los costos de mantenimiento, (ii) un precio de venta de energía 25% menor, (iii) un incremento de 5 puntos porcentuales en la tasa de interés para fondos adicionales, y (iv) una combinación de los impactos anteriores. En la Tabla 4.1 y 4.2 se muestran estos resultados. Como se puede observar, la rentabilidad de los proyectos de cogeneración es robusta ante estas variaciones, sin embargo, los proyectos de energía renovable se muestran sensibles ante posibles cambios[[15]](#footnote-15).

**Tabla 4.1. Análisis de sensibilidad Energía Renovable**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Parámetro** | **Valor Inicial** | **Valor de Prueba** | **Valor VPN (MUSD)** |
| Base |  |  | **91.01** |
| Incremento de 25% en los costos de mantenimiento (USD/MWh) | Eólica: 8.01  Solar: 7.63 | Eólica: 10.01  Solar: 9.54 | **83.20** |
| Precio de venta de energía 25% menor (USD/Mwh) | 103 | 77.25 | **-16.44** |
| +25% en costos de mantenimiento y -25% en precio de energía | Costos operativos   * Eólica: 8.01 * Solar: 7.63   Tarifa: 103 | Costos operativos   * Eólica: 10.013 * Solar: 9.5375   Tarifa: 77.25 | **-24.25** |

**Tabla 4.2. Análisis de sensibilidad Cogeneración**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Parámetro** | **Valor Inicial** | **Valor de Prueba** | **Valor VPN (MUSD)** |
| Base |  |  | **266.88** |
| Incremento de 25% en los costos de mantenimiento (MUSD/año) | 12.71 | 15.88 | **163.35** |
| Reducción de 25% en la tarifa eléctrica | 103 | 77.25 | **154.28** |
| Incremento de 25% en costos de mantenimiento y reducción de 10% en tarifa eléctrica | Costos operativos: 12.71  Tarifa: 103 | Costos operativos: 15.88  Tarifa: 77.25 | **50.75** |

1. Conclusiones
   1. El presente análisis costo beneficio muestra que los beneficios actualizados superan los costos actualizados bajo los escenarios supuestos. En consecuencia, se justificaría el financiamiento del programa en base al cálculo del valor presente actualizado de los beneficios monetarios netos del programa, el cual resulta positivo e igual a USD 357.89 millones. Adicionalmente, el análisis de sensibilidad muestra la variación máxima de los parámetros utilizados en la estimación del escenario base, para que el programa se mantenga viable.
   2. En base a lo expuesto anteriormente, el equipo de proyecto recomienda que el BID apruebe el financiamiento del programa propuesto.

**Anexo I. Beneficios y Costos desglosados**

Beneficios y Costos Energías Renovables

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Sin proyecto** | | | | | | | |
| **Año** | **Venta de energía** | **Reducción externalidades** | **Total beneficios** | **Inversión** | **Costo de O&M** | **Total costos** | **Beneficio neto** |
| 0 | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 297 | 0.00 | 297.00 | -297.00 |
| 1 | 106.75 | 0.0 | 106.75 | 0 | 56.49 | 72.24 | 34.51 |
| 2 | 95.86 | 0.0 | 95.86 | 0 | 50.43 | 64.50 | 31.37 |
| 3 | 85.59 | 0.0 | 85.59 | 0 | 45.03 | 57.59 | 28.00 |
| 4 | 76.42 | 0.0 | 76.42 | 0 | 40.21 | 51.42 | 25.00 |
| 5 | 68.23 | 0.0 | 68.23 | 0 | 35.90 | 45.91 | 22.33 |
| 6 | 60.92 | 0.0 | 60.92 | 0 | 32.05 | 40.99 | 19.93 |
| 7 | 54.40 | 0.0 | 54.40 | 0 | 28.62 | 36.60 | 17.80 |
| 8 | 48.57 | 0.0 | 48.57 | 0 | 25.55 | 32.68 | 15.89 |
| 9 | 43.36 | 0.0 | 43.36 | 0 | 22.81 | 29.18 | 14.19 |
| 10 | 38.72 | 0.0 | 38.72 | 0 | 20.37 | 26.05 | 12.67 |
| 11 | 34.57 | 0.0 | 34.57 | 0 | 18.19 | 23.26 | 11.31 |
| 12 | 30.87 | 0.0 | 30.87 | 0 | 16.24 | 20.77 | 10.10 |
| 13 | 27.56 | 0.0 | 27.56 | 0 | 14.50 | 18.54 | 9.02 |
| 14 | 24.61 | 0.0 | 24.61 | 0 | 12.95 | 16.55 | 8.05 |
| 15 | 21.97 | 0.0 | 21.97 | 0 | 11.56 | 14.78 | 7.19 |
| 16 | 19.62 | 0.0 | 19.62 | 0 | 10.32 | 13.20 | 6.42 |
| 17 | 17.51 | 0.0 | 17.51 | 0 | 9.21 | 11.78 | 5.73 |
| 18 | 15.64 | 0.0 | 15.64 | 0 | 8.23 | 10.52 | 5.12 |
| 19 | 13.96 | 0.0 | 13.96 | 0 | 7.35 | 9.39 | 4.57 |
| 20 | 12.47 | 0.0 | 12.47 | 0 | 6.56 | 8.39 | 4.08 |
| 21 | 11.13 | 0.0 | 11.13 | 0 | 5.86 | 7.49 | 3.64 |
| 22 | 9.94 |  | 9.94 | 0 | 5.23 | 6.69 | 3.25 |
| 23 | 8.87 |  | 8.87 | 0 | 4.67 | 5.97 | 2.90 |
| 24 | 7.92 |  | 7.92 | 0 | 4.17 | 5.33 | 2.59 |
| Total | 935.45 | 0.0 | 935.45 | 297.00 | 492.47 | 926.80 | 8.65 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Con proyecto** | | | | | | | |
| **Año** | **Venta de energía** | **Reducción externalidades** | **Total beneficios** | **Inversión** | **Costo de O&M** | **Total costos** | **Beneficio neto** |
| 0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 297 | 0.00 | 297.000 | -297.000 |
| 1 | 49.29 | 6.1 | 39.8 | 0 | 3.80 | 3.797 | 45.497 |
| 2 | 44.01 | 8.9 | 58.3 | 0 | 3.39 | 3.391 | 40.622 |
| 3 | 39.30 | 8.0 | 52.0 | 0 | 3.03 | 3.027 | 36.270 |
| 4 | 35.09 | 7.1 | 46.4 | 0 | 2.70 | 2.703 | 32.384 |
| 5 | 31.33 | 6.3 | 41.5 | 0 | 2.41 | 2.413 | 28.914 |
| 6 | 27.97 | 5.7 | 37.0 | 0 | 2.15 | 2.155 | 25.816 |
| 7 | 24.97 | 5.1 | 33.1 | 0 | 1.92 | 1.924 | 23.050 |
| 8 | 22.30 | 4.5 | 29.5 | 0 | 1.72 | 1.718 | 20.580 |
| 9 | 19.91 | 4.0 | 26.4 | 0 | 1.53 | 1.534 | 18.375 |
| 10 | 17.78 | 3.6 | 23.5 | 0 | 1.37 | 1.369 | 16.407 |
| 11 | 15.87 | 3.2 | 21.0 | 0 | 1.22 | 1.223 | 14.649 |
| 12 | 14.17 | 2.9 | 18.8 | 0 | 1.09 | 1.092 | 13.079 |
| 13 | 12.65 | 2.6 | 16.7 | 0 | 0.97 | 0.975 | 11.678 |
| 14 | 11.30 | 2.3 | 15.0 | 0 | 0.87 | 0.870 | 10.427 |
| 15 | 10.09 | 2.0 | 13.4 | 0 | 0.78 | 0.777 | 9.310 |
| 16 | 9.01 | 1.8 | 11.9 | 0 | 0.69 | 0.694 | 8.312 |
| 17 | 8.04 | 1.6 | 10.6 | 0 | 0.62 | 0.619 | 7.421 |
| 18 | 7.18 | 1.5 | 9.5 | 0 | 0.55 | 0.553 | 6.626 |
| 19 | 6.41 | 1.3 | 8.5 | 0 | 0.49 | 0.494 | 5.916 |
| 20 | 5.72 | 1.2 | 7.6 | 0 | 0.44 | 0.441 | 5.282 |
| 21 | 5.11 | 0.5 | 3.0 | 0 | 0.39 | 0.394 | 4.716 |
| 22 | 4.56 |  |  | 0 | 0.35 | 0.351 | 4.211 |
| 23 | 4.07 |  |  | 0 | 0.31 | 0.314 | 3.760 |
| 24 | 3.64 |  |  | 0 | 0.28 | 0.280 | 3.357 |
| Total | 429.77 | 80.1 | 523.3 | 297.00 | 33.11 | 330.11 | 99.659 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Flujo incremental** | | | | | | | |
| **Año** | **Venta de energía** | **Reducción externalidades** | **Total beneficios** | **Inversión** | **Costo de O&M** | **Total costos** | **Beneficio neto** |
| 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 1 | -57.45 | 15.75 | -41.70 | 0.0 | -52.69 | -52.69 | 10.99 |
| 2 | -51.85 | 14.06 | -37.79 | 0.0 | -47.04 | -47.04 | 9.26 |
| 3 | -46.30 | 12.56 | -33.74 | 0.0 | -42.00 | -42.00 | 8.26 |
| 4 | -41.33 | 11.21 | -30.12 | 0.0 | -37.50 | -37.50 | 7.38 |
| 5 | -36.91 | 10.01 | -26.90 | 0.0 | -33.48 | -33.48 | 6.59 |
| 6 | -32.95 | 8.94 | -24.01 | 0.0 | -29.90 | -29.90 | 5.88 |
| 7 | -29.42 | 7.98 | -21.44 | 0.0 | -26.69 | -26.69 | 5.25 |
| 8 | -26.27 | 7.13 | -19.14 | 0.0 | -23.83 | -23.83 | 4.69 |
| 9 | -23.45 | 6.36 | -17.09 | 0.0 | -21.28 | -21.28 | 4.19 |
| 10 | -20.94 | 5.68 | -15.26 | 0.0 | -19.00 | -19.00 | 3.74 |
| 11 | -18.70 | 5.07 | -13.63 | 0.0 | -16.96 | -16.96 | 3.34 |
| 12 | -16.69 | 4.53 | -12.17 | 0.0 | -15.15 | -15.15 | 2.98 |
| 13 | -14.91 | 4.04 | -10.86 | 0.0 | -13.52 | -13.52 | 2.66 |
| 14 | -13.31 | 3.61 | -9.70 | 0.0 | -12.07 | -12.07 | 2.38 |
| 15 | -11.88 | 3.22 | -8.66 | 0.0 | -10.78 | -10.78 | 2.12 |
| 16 | -10.61 | 2.88 | -7.73 | 0.0 | -9.63 | -9.63 | 1.89 |
| 17 | -9.47 | 2.57 | -6.90 | 0.0 | -8.59 | -8.59 | 1.69 |
| 18 | -8.46 | 2.29 | -6.16 | 0.0 | -7.67 | -7.67 | 1.51 |
| 19 | -7.55 | 2.05 | -5.50 | 0.0 | -6.85 | -6.85 | 1.35 |
| 20 | -6.74 | 1.83 | -4.91 | 0.0 | -6.12 | -6.12 | 1.20 |
| 21 | -6.02 | 1.63 | -4.39 | 0.0 | -5.46 | -5.46 | 1.07 |
| 22 | -5.38 | 1.46 | -3.92 | 0.0 | -4.88 | -4.88 | 0.96 |
| 23 | -4.80 | 1.30 | -3.50 | 0.0 | -4.35 | -4.35 | 0.86 |
| 24 | -4.29 | 1.16 | -3.12 | 0.0 | -3.89 | -3.89 | 0.76 |
| Total | -505.68 | 137.33 | -368.36 | 0.0 | -459.36 | -459.36 | 91.01 |

Beneficios y Costos Energías Cogeneración

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Sin proyecto** | | | | | | | |
| **Año** | **Beneficios** | **Costos** | | | | | **Beneficios** |
| **A** | **B** | **C** | **D** | **E** | **F** | **G** |
| **Ahorro energético** | **Energía requerida durante construcción** | **Energía requerida durante operación** | **CAPEX** | **OPEX** | **Subtotal costos (B + … + F)** | **Beneficio total: (A – B–J)** |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 69.4 | 0.0 | 0.0 | 69.4 | -69.4 |
| 1 | 0.0 | 0.0 | 80.1 | 0.0 | 0.0 | 80.1 | -80.1 |
| 2 | 0.0 | 0.0 | 121.1 | 0.0 | 0.0 | 121.1 | -121.1 |
| 3 | 0.0 | 0.0 | 97.9 | 0.0 | 0.0 | 97.9 | -97.9 |
| 4 | 0.0 | 0.0 | 87.4 | 0.0 | 0.0 | 87.4 | -87.4 |
| 5 | 0.0 | 0.0 | 78 | 0.0 | 0.0 | 78 | -78 |
| 6 | 0.0 | 0.0 | 56.3 | 0.0 | 0.0 | 56.3 | -56.3 |
| 7 | 0.0 | 0.0 | 44.3 | 0.0 | 0.0 | 44.3 | -44.3 |
| 8 | 0.0 | 0.0 | 28.9 | 0.0 | 0.0 | 28.9 | -28.9 |
| 9 | 0.0 | 0.0 | 25.8 | 0.0 | 0.0 | 25.8 | -25.8 |
| 10 | 0.0 | 0.0 | 23 | 0.0 | 0.0 | 23 | -23 |
| 11 | 0.0 | 0.0 | 20.6 | 0.0 | 0.0 | 20.6 | -20.6 |
| 12 | 0.0 | 0.0 | 18.4 | 0.0 | 0.0 | 18.4 | -18.4 |
| 13 | 0.0 | 0.0 | 16.4 | 0.0 | 0.0 | 16.4 | -16.4 |
| 14 | 0.0 | 0.0 | 14.6 | 0.0 | 0.0 | 14.6 | -14.6 |
| 15 | 0.0 | 0.0 | 13.1 | 0.0 | 0.0 | 13.1 | -13.1 |
| 16 | 0.0 | 0.0 | 11.7 | 0.0 | 0.0 | 11.7 | -11.7 |
| 17 | 0.0 | 0.0 | 10.4 | 0.0 | 0.0 | 10.4 | -10.4 |
| 18 | 0.0 | 0.0 | 9.3 | 0.0 | 0.0 | 9.3 | -9.3 |
| 19 | 0.0 | 0.0 | 8.3 | 0.0 | 0.0 | 8.3 | -8.3 |
| **Total** | **0.0** | **0.0** | **835** | **0.0** | **0.0** | **835** | **-835** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Con proyecto** | | | | | | | | | |
|  | **Ingresos** | **Costos** | | | | | | **Beneficios** | |
|  | **A** | **B** | **C** | **D** | **E** | **J** | **K** | |
| **Año** | **Ahorro energético** | **Energía requerida durante construcción** | **Energía requerida durante operación** | **OPEX** | **CAPEX** | **Subtotal costos de planta (B + … + F)** | **Beneficio total: (A - B - J)** | |
| 0 | 0 | 69.4 | 0.0 | 0 | 200 | 269.4 | -269.4 | |
| 1 | 12.8 | 31.0 | 0.0 | 22.7 | 89.29 | 142.98 | -130.19 | |
| 2 | 17.2 | 55.3 | 0.0 | 30.4 | 159.44 | 245.13 | -227.94 | |
| 3 | 25.6 | 0.0 | 0.0 | 45.2 |  | 45.2 | -19.6 | |
| 4 | 22.9 | 0.0 | 0.0 | 40.4 |  | 40.4 | -17.5 | |
| 5 | 20.4 | 0.0 | 0.0 | 36.1 |  | 36.1 | -15.7 | |
| 6 | 31.6 | 0.0 | 0.0 | 32.2 |  | 32.2 | -0.6 | |
| 7 | 34.2 | 0.0 | 0.0 | 28.8 |  | 28.8 | 5.4 | |
| 8 | 41.2 | 0.0 | 0.0 | 25.7 |  | 25.7 | 15.5 | |
| 9 | 36.8 | 0.0 | 0.0 | 22.9 |  | 22.9 | 13.9 | |
| 10 | 32.8 | 0.0 | 0.0 | 20.5 |  | 20.5 | 12.3 | |
| 11 | 29.3 | 0.0 | 0.0 | 18.3 |  | 18.3 | 11 | |
| 12 | 26.2 | 0.0 | 0.0 | 16.3 |  | 16.3 | 9.9 | |
| 13 | 23.4 | 0.0 | 0.0 | 14.6 |  | 14.6 | 8.8 | |
| 14 | 20.9 | 0.0 | 0.0 | 13 |  | 13 | 7.9 | |
| 15 | 18.6 | 0.0 | 0.0 | 11.6 |  | 11.6 | 7 | |
| 16 | 16.6 | 0.0 | 0.0 | 10.4 |  | 10.4 | 6.2 | |
| 17 | 14.8 | 0.0 | 0.0 | 9.3 |  | 9.3 | 5.5 | |
| 18 | 13.3 | 0.0 | 0.0 | 8.3 |  | 8.3 | 5 | |
| 19 | 11.8 | 0.0 | 0.0 | 7.4 |  | 7.4 | 4.4 | |
| **Total** | **450.4** | **155.7** | **0.0** | **414.1** | **448.72** | **1018.54** | **-568.12** | |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Flujo incremental** | | | | | | | |
| **Año** | **Beneficios** | **Costos** | | | | | **Beneficios** |
| **A** | **B** | **C** | **E** | **F** | **J** | **K** |
| **Ahorro energético** | **Energía requerida durante construcción** | **Energía requerida durante operación** | **OPEX** | **CAPEX** | **Subtotal costos de planta (B + … + F)** | **Beneficio total: (A - B - J)** |
| 0 | 0 | 69.4 | -69.4 | 0 | 200 | 200.0 | -200 |
| 1 | 12.8 | 31 | -80.1 | 22.7 | 89.28571 | 62.9 | -50.086 |
| 2 | 17.2 | 55.3 | -121.1 | 30.4 | 159.4388 | 124.0 | -106.84 |
| 3 | 25.6 | 0 | -97.9 | 45.2 | 0 | -52.7 | 78.3 |
| 4 | 22.9 | 0 | -87.4 | 40.4 | 0 | -47.0 | 69.9 |
| 5 | 20.4 | 0 | -78 | 36.1 | 0 | -41.9 | 62.3 |
| 6 | 31.6 | 0 | -56.3 | 32.2 | 0 | -24.1 | 55.7 |
| 7 | 34.2 | 0 | -44.3 | 28.8 | 0 | -15.5 | 49.7 |
| 8 | 41.2 | 0 | -28.9 | 25.7 | 0 | -3.2 | 44.4 |
| 9 | 36.8 | 0 | -25.8 | 22.9 | 0 | -2.9 | 39.7 |
| 10 | 32.8 | 0 | -23 | 20.5 | 0 | -2.5 | 35.3 |
| 11 | 29.3 | 0 | -20.6 | 18.3 | 0 | -2.3 | 31.6 |
| 12 | 26.2 | 0 | -18.4 | 16.3 | 0 | -2.1 | 28.3 |
| 13 | 23.4 | 0 | -16.4 | 14.6 | 0 | -1.8 | 25.2 |
| 14 | 20.9 | 0 | -14.6 | 13 | 0 | -1.6 | 22.5 |
| 15 | 18.6 | 0 | -13.1 | 11.6 | 0 | -1.5 | 20.1 |
| 16 | 16.6 | 0 | -11.7 | 10.4 | 0 | -1.3 | 17.9 |
| 17 | 14.8 | 0 | -10.4 | 9.3 | 0 | -1.1 | 15.9 |
| 18 | 13.3 | 0 | -9.3 | 8.3 | 0 | -1.0 | 14.3 |
| 19 | 11.8 | 0 | -8.3 | 7.4 | 0 | -0.9 | 12.7 |
| **Total** | **450.4** | **155.7** | **-835** | **414.1** | **448.72** | **183.5** | **266.87** |

1. CFE, 2012. [Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CCAQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.iadb.org%2FprojectDocument.cfm%3Fid%3D38271058&ei=dPVDVMGBMpLDggTb2IKgBQ&usg=AFQjCNHtFy84j91UDsm4l32wqbKgTbzi9Q&sig2=yXnJw18wIYro3tmTD3nyWQ&bvm=bv.77648437,d.eXY), y [Programa de Obras e Inversiones en el Sector Eléctrico 2014-2028](http://www.amdee.org/Publicaciones/POISE-2014-2028.pdf)

   [NAFIN, 2014. Participación en Energías Renovables y Cogeneración](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?Docnum=39192615)

   Pwc, 2012, “[Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México, Energía Solar](http://www.pwc.com/es_MX/mx/industrias/infraestructura/archivo/2013-06-iniciativa-renovable-sener-solar-fv.pdf)”

   Pwc, 2012, “[Iniciativa para el Desarrollo de las Energías Renovables en México, Energía Eólica](http://www.pwc.com/es_MX/mx/industrias/infraestructura/archivo/2013-06-iniciativa-renovable-amdee-sener-eolico.pdf)”

   Intergovernrnental Panel on Climate Change, 2011. [Hydropower](http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Ch05.pdf) [↑](#footnote-ref-1)
2. Power Purchase Agreement (PPA) de experiencias previas. [↑](#footnote-ref-2)
3. IFC, 2012, “[Estudio de Mercado del Financiamiento de Energías Sostenibles en México](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/d75f9c004cf49a3bafaceff81ee631cc/October+2012-Market+Study+of+SEF+in+Mexico-ES.pdf?MOD=AJPERES)” [↑](#footnote-ref-3)
4. TC=Termoeléctrica; TG=Turbogás; CC=Ciclo Combinado; CI=Combustión Interna; CAR=Carboeléctrica; NUC=Nuclear; GEO=Geotérmica; HID=Hidráulica; EOL=Eólica; SOL=Solar; NGL=Nueva Generación Limpia [↑](#footnote-ref-4)
5. Nota Técnica No. IDB-TN-623. [Beneficios para la sociedad de la adopción de fuentes renovables de   
   energía en América Latina y el Caribe](http://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6465/Beneficios%20sociales%20TN-623.pdf?sequence=1)

   Instituto Mexicano para la Competitividad . [Metodología para calcular ex ante externalidades asociadas a la generación de electricidad](http://imco.org.mx/wp-content/uploads/2013/2/imco_cw_externalidades_vf.pdf) [↑](#footnote-ref-5)
6. Balanza de pagos incluye beneficios económicos en la balanza nacional de pagos producidos por la reducción de importaciones de energía o por aumento de las exportaciones. [↑](#footnote-ref-6)
7. Incluye combustible, operación y mantenimiento y agua. [↑](#footnote-ref-7)
8. [Calculadora IMCO](http://imco.org.mx/wp-content/uploads/2012/6/calculadora_mitigacion_2012_2030_resumen_ppt.pdf). Incluye impactos climáticos, salud y biodiversidad. [↑](#footnote-ref-8)
9. [Estudio realizado por Cooperación Técnica Alemana para la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) en el año 2009](http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?Docnum=39066635). [↑](#footnote-ref-9)
10. Se estima que el tiempo de construcción para un proyecto de cogeneración de un tamaño similar a los de nuestro programa será de 1 año. [↑](#footnote-ref-10)
11. Las grandes plantas de cogeneración tardan en implementarse entre un año y medio y dos años. Debido al tamaño de nuestros proyectos se estima que este periodo se reduzca a un año según los expertos de la División de Energía (INE/ENE). [↑](#footnote-ref-11)
12. Sistema de Información Energética, SENER. Promedio Electricidad Industrial Enero 2014-Diciembre 2014. [↑](#footnote-ref-12)
13. CFE, 2012. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico [↑](#footnote-ref-13)
14. Para una información desglosada de los beneficios y costos vea el Anexo I. [↑](#footnote-ref-14)
15. Cabe mencionar que la sensibilidad de los proyectos de energía renovable deriva principalmente del uso de energía solar, si bien, los costos utilizados para el análisis económico son conservadores y se [espera una fuerte caída en los mismos en los próximos años](http://www.economist.com/news/international/21647975-plummeting-prices-are-boosting-renewables-even-subsidies-fall-not-toy). [↑](#footnote-ref-15)