



INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD, A.C.

The background of the cover is a photograph of an industrial landscape, including several high-voltage electrical transmission towers and power lines on the left, and a large industrial facility with smokestacks emitting thick plumes of white smoke on the right. The entire image is overlaid with a semi-transparent green filter.

# LOS COSTOS DE LA INICIATIVA DE REFORMA ENERGÉTICA PARA LA CFE

**Autores: Oscar Ocampo Albarrán y Sonia Mancera Carrillo.**

Fecha: 19 de enero de 2022

[contacto@imco.org.mx](mailto:contacto@imco.org.mx)

## Investigación: Los costos de la iniciativa de reforma energética para la CFE

### Resumen ejecutivo

En 2018, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tuvo una participación del 54% en la generación de la energía demandada en el país. Con la meta de recuperar esa participación de mercado, que en 2020 ya se había reducido a un 38%<sup>1</sup>, la administración del presidente Andrés Manuel López Obrador (2018-2021) envió una iniciativa de reforma constitucional<sup>2</sup> al Congreso el 30 de septiembre de 2021 que pretende, entre otras cosas, elevar a rango constitucional el porcentaje previo de generación. Es decir, establece que, al menos, la mitad de la energía que se consume en el país sea provista por la empresa productiva del Estado. Un cambio legal de este tipo no solo implicaría necesariamente un requerimiento de inversión en mayor capacidad para las plantas de la CFE, sino que se reflejaría también en mayores costos para generar dicha energía. El incremento en la generación de la CFE aunado a su ineficiencia en términos de costos en comparación con el sector privado, hace necesario analizar el potencial impacto de la reforma en la economía nacional.

Con el propósito de **estimar los costos en los que incurrirá la CFE para aumentar la generación de energía**, el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) construyó tres escenarios a partir de datos oficiales. Los escenarios están ajustados al Plan de Negocios de la empresa 2022-2026<sup>3</sup> y actualizados a los datos disponibles de 2021. En cada uno de ellos se calculó el costo para la CFE

---

<sup>1</sup> Los Productores Independientes de Energía, centrales privadas que venden toda su generación a la CFE en contratos a 30 años y que la iniciativa pretende eliminar, forman parte jurídica, contable y económicamente de la CFE. Estos generadores tuvieron una participación en el mercado de generación de 30%, 31% y 31% en 2018, 2019 y 2020 respectivamente. En este sentido, el porcentaje real de generación bajo control de CFE en esos años fue mayor al 54%. Este estudio no los considera dado que la iniciativa pretende eliminar esta figura y que estas centrales pasen a formar parte del 46% del mercado que quedaría abierto a la inversión privada.

<sup>2</sup> *Cámara de Diputados, Iniciativa de Reforma Energética.*

<http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/65/2021/oct/20211001-I.pdf> (Consultado el 02/11/2021)

<sup>3</sup> CFE. Plan de Negocios 2022-2026.

<https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan%20de%20Negocios%202022-2026%20V48%20PUBLICA.pdf> (Consultado el 18/01/2022)

---

de generar por sí misma el diferencial de energía necesaria para cumplir con la meta de 54%, además de toda la energía adicional que se proyecta se demande en el país entre 2022 y 2028.

Para llevar a cabo la estimación del aumento de la demanda de energía se utilizaron los datos del Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) que publica año con año la Secretaría de Energía (Sener).<sup>4</sup> La Sener utiliza factores como crecimiento poblacional, crecimiento económico, precio de los combustibles, precio de la energía, entre otras variables. De esta forma, la Sener genera tres resultados (alto, moderado y bajo) que pronostican un rango de la demanda futura de energía. El IMCO construyó los escenarios a partir del resultado moderado, que calcula un 3% de crecimiento anual en el consumo de energía de hogares, empresas y demás agentes económicos mexicanos.

En el primer escenario se planteó un supuesto en que la CFE invierte en la construcción del nuevo parque fotovoltaico en Sonora<sup>5</sup> y en la renovación de 14 de las 60 centrales hidroeléctricas -como lo ha anunciado la actual administración-<sup>6</sup> y el resto de la demanda se cubre con termoeléctricas, carboeléctricas y ciclos combinados. De forma similar, en el segundo escenario se aumenta el factor de planta (indicador que refleja la relación entre la energía real generada en un tiempo determinado y la energía que se habría producido si la planta operara al 100% de su capacidad) de todas las hidroeléctricas de 40% a 60%, se invierte en el parque solar de Sonora y el resto de la demanda se cubre con ciclos combinados, termoeléctricas y carboeléctricas. Por último, el escenario alterno tiene fines ilustrativos y supone que la CFE compra su energía adicional en las subastas de largo plazo, en las que suministradores y grandes usuarios pueden celebrar contratos anuales de largo plazo - 15 años para energía y potencia y 20 años para Certificados de Energías Limpias- sin cambios a la legislación existente.

---

<sup>4</sup> Sener, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035*.

<https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional> (Consultado el 03/11/2021)

<sup>5</sup> CFE. CFE busca convertirse en empresa de energía limpia.

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2413> (Consultado el 17/01/2022)

<sup>6</sup> CFE, Más energía limpia, barata y segura al Sistema Eléctrico Nacional con el Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas de la CFE. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2219> (Consultado el 14/01/2022)

## Estimación de los costos en los que incurrirá la CFE para cubrir el 54% de la demanda para el periodo 2022-2028

| Escenario                    | Descripción  | Costo           |
|------------------------------|--|-----------------|
| <b>Escenario 1</b>           | Se invierte en el nuevo parque fotovoltaico, en la renovación de plantas hidroeléctricas y el resto de la demanda se cubre con termoeléctricas, carboeléctricas y ciclos combinados. | <b>512 mmdp</b> |
| <b>Escenario 2</b>           | Se aumenta el factor de planta de las centrales hidroeléctricas, se construye el parque fotovoltaico y se despachan ciclos combinados, termoeléctricas y carboeléctricas.            | <b>406 mmdp</b> |
| <b>Escenario alternativo</b> | Costos de generación de energía renovable.   | <b>94 mmdp</b>  |

Si bien el mensaje del Gobierno federal privilegia el despacho de las plantas hidroeléctricas existentes (primer escenario), la realidad es que por su estado y antigüedad, así como la escasez de agua, es poco factible incrementar de forma significativa el despacho de este tipo de centrales. No es necesario que la empresa del Estado debilite su situación financiera e impacte negativamente la hacienda pública al incurrir en el gasto de cualquiera de los primeros dos escenarios, por el alto costo de oportunidad para las finanzas de país. **Los costos adicionales representan gastos innecesarios que no se presentarían en caso de que la empresa del Estado continuara comprando energía a partir de criterios de mérito económico.**

De ser aprobado, el proyecto de decreto por el que se reforman los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética aumentará el uso de las centrales de combustibles fósiles existentes y reducirá el despacho de energía de los Productores Independientes de Energía (PIE) -centrales privadas que venden toda su producción a la CFE- y centrales renovables. El IMCO advierte que la iniciativa tiene repercusiones negativas sobre las finanzas públicas, costos para los consumidores mexicanos y afectaciones al medio ambiente. México necesita energía limpia y barata para ser un país competitivo.

## Contenido

|  |    |
|--|----|
| 1. Introducción .....  | 7  |
| 2. Escenarios de análisis.....   | 10 |
| 2.1 Escenario 1. Se invierte en la construcción del parque fotovoltaico en Sonora, en la renovación de plantas hidroeléctricas y el resto de la demanda se cubre con termoeléctricas, carboeléctricas y ciclos combinados. ....  | 10 |
| 2.2 Escenario 2. Se invierte en el parque solar fotovoltaico de Sonora, en incrementar el factor de planta de las centrales hidroeléctricas del 40 al 60 %, mientras que el resto de la demanda se cubre con ciclos combinados, termoeléctricas y carboeléctricas..... | 13 |
| 2.3 Escenario Alternativo. Compra de energía renovable en subastas de largo plazo .....  | 16 |
| 3. Costo ambiental.....  | 17 |
| 4. Conclusión.....   | 19 |
| 5. IMCO Propone.....   | 20 |
| 6. Referencias .....   | 23 |

## 1. Introducción

La iniciativa de reforma energética tiene como objetivo regresar el control del Estado sobre todos los eslabones de la cadena de valor de la electricidad. Uno de sus pilares es el incremento de la participación de la Comisión Federal de Electricidad en la generación eléctrica sin importar las consideraciones económicas y ambientales. La iniciativa garantiza a la CFE el 54% del mercado de generación de energía eléctrica en el país, es decir, la participación que tuvo la empresa del Estado en 2018, que se ha reducido por la entrada en operación de mayor capacidad renovable con menores costos.<sup>7</sup>

La pregunta central es que plantea este análisis es la siguiente: **¿Cuál sería el costo adicional para los mexicanos de que la CFE tenga una participación mínima del 54% en la generación de energía eléctrica nacional por mandato legal, independientemente de consideraciones de eficiencia y medioambientales?**

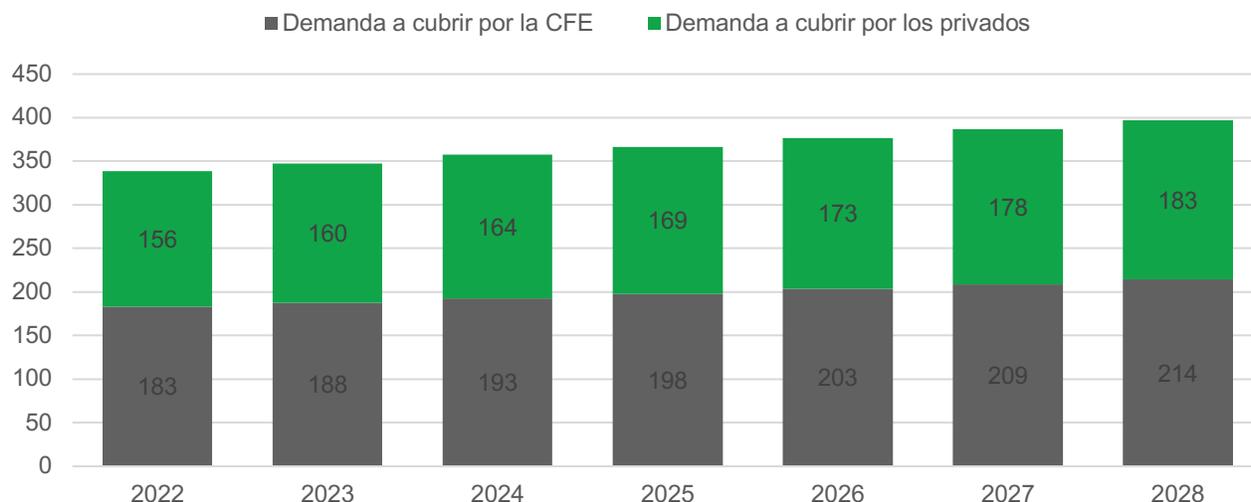
Para dar respuesta a esta pregunta el IMCO construyó tres escenarios para el periodo 2022-2028 a partir de información oficial publicada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía (Sener).<sup>89</sup> En cada caso se utilizaron diferentes alternativas a través de las cuales la CFE podría aumentar su generación actual de energía y la inversión necesaria para satisfacer la demanda futura. Para ello, se tomó como base la energía que generó la CFE en 2020. A partir del 2022 y hasta el 2028 se calcula la energía adicional necesaria para poder satisfacer el 54% de la demanda esperada de acuerdo con las estimaciones del Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2021-2035.

---

<sup>7</sup> Los Productores Independientes de Energía, centrales privadas que venden toda su generación a la CFE en contratos a 30 años y que la iniciativa pretende eliminar, forman parte jurídica, contable y económicamente de la CFE. Estos generadores tuvieron una participación en el mercado de generación de 30%, 31% y 31% en 2018, 2019 y 2020 respectivamente. En este sentido, el porcentaje real de generación bajo control de CFE en esos años fue mayor al 54%. Este estudio no los considera dado que la iniciativa pretende eliminar esta figura y que estas centrales pasen a formar parte del 46% del mercado que quedaría abierto a la inversión privada.

<sup>8</sup> Sener, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035.

<sup>9</sup> "Memorias de cálculo de tarifas de suministro básico 2020". <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico/resource/7350cea0-c84d-4bab-afdc-c58a22d9acb0> (Consultado el 03/11/2021)

**Gráfica 1. Demanda a cubrir por la CFE y por los PIE con respecto al total (TWh)<sup>10</sup>**


Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de Cenace y Prodesen 2021.

Como parte de este análisis se encontró que, en el escenario en el que se invierte en la renovación de las centrales hidroeléctricas (escenario 1), **la empresa del Estado gastaría un estimado de 418 mil millones de pesos (mmdp), expresados a pesos constantes del 2021, adicionales a los que ejercería durante dicho periodo (2022-2028) de comprar la energía en subastas de largo plazo** (donde los suministradores y grandes usuarios pueden celebrar contratos anuales de largo plazo -15 años para energía y potencia y 20 años para Certificados de Energías Limpias- que se llevaron a cabo entre 2015 y 2017). La magnitud del gasto se debe a los costos de inversión, generación, mantenimiento y operación en los que se tendría que incurrir para poder generar la energía necesaria para cubrir la demanda.

**Es importante resaltar que este estudio no toma en cuenta las centrales que deberían retirarse entre 2022 y 2028.** Esto se debe a que desde 2019 no se ha incluido el cierre de plantas como parte del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales (PIIRCE). De acuerdo con la planeación del 2018, se contemplaba retirar 115 centrales y 11 mil 821 MW de capacidad instalada (ver gráfica 2).<sup>11</sup> Sin embargo, no hay información pública actualizada respecto a los planes de retiro

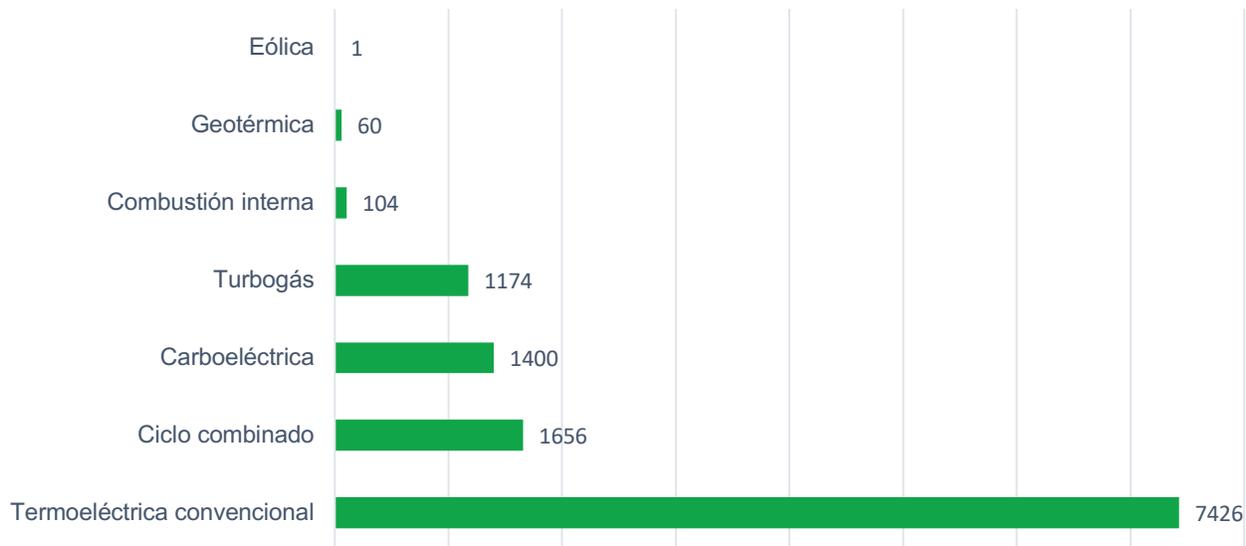
<sup>10</sup> Un terawatt-hora (TWh) equivale a 1 millón de megawatts-hora (MWh).

<sup>11</sup> Sener. *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*.

<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032- definitiva.pdf> (Consultado el 03/11/2021)

de centrales. Dado que estas centrales funcionan con combustibles fósiles, son comparativamente más obsoletas y contaminantes, y el costo de no retirar las centrales puede ser alto en términos tanto monetarios como ambientales y de salud pública.

### Gráfica 2. Retiro de capacidad por tecnología. MW



Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de Prodesen 2018.

Este ejercicio **no contempla el mercado de potencia o servicios conexos, ni los costos involucrados en el mismo. Tampoco contemplan como supuestos factores como las fluctuaciones en los costos de los combustibles, el riesgo cambiario, la disminución en los precios de las energías renovables por mejoras tecnológicas, entre otros.** Es decir, los escenarios son conservadores. Los costos de generación publicados por la CRE ofrecen la ventaja de ser comparables entre tipos de tecnología y a lo largo del tiempo, lo que permite ilustrar de forma precisa las diferencias que hay entre los distintos actores que participan en la generación eléctrica en el país. Tampoco se calcula el costo de oportunidad de no destinar estos recursos a actividades socialmente más rentables como la salud, la seguridad o la educación. Por ejemplo, los **418 mmdp**<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Precios constantes de 2021.

---

de gasto adicional estimados para la CFE en el primer escenario equivalen a 52% del presupuesto total de salud en 2022<sup>13</sup>.

## 2. Escenarios de análisis

### 2.1 Escenario 1. Se invierte en la construcción del parque fotovoltaico de Sonora, en la renovación de plantas hidroeléctricas y el resto de la demanda se cubre con termoeléctricas, carboeléctricas y ciclos combinados.

En el primer escenario la CFE genera el 54% de la energía creando 120 MW adicionales para 2022, 150 MW para 2024, 150 MW para 2026 con el parque fotovoltaico y 580 para 2028, aumenta la capacidad de las hidroeléctricas en mil 860 GWh, y utiliza el 100% de la capacidad instalada de las termoeléctricas y carboeléctricas, además de invertir en centrales de ciclo combinado, en línea con el Plan de Negocios 2022-2026 de la empresa. Es importante mencionar que este escenario está construido de acuerdo con el mensaje de la administración actual en el que se desestiman las restricciones presupuestales.<sup>14</sup>

No se toman en cuenta las externalidades derivadas del uso de energías generadas a partir de combustible fósiles, ni el costo de oportunidad de usar ese presupuesto en otros proyectos más rentables. La cuantificación de los recursos necesarios para que la CFE absorba la demanda que actualmente satisfacen otros actores para un escenario de este tipo es relevante para contextualizar las propuestas del Ejecutivo Federal.

El Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas de CFE<sup>15</sup> contempla modernizar las 14 centrales hidroeléctricas a un costo de mil millones de dólares. Esta inversión resultaría en un aumento de mil 860 GWh en la generación anual por energía hidroeléctrica. La inversión del parque fotovoltaico de Sonora contempla un desembolso de 9 mil 641 millones de pesos que desarrollarán 1 GW de capacidad instalada. No obstante, para que la CFE genere al menos el 54% de la energía, debe aumentar la generación en 56 mil GWh para 2028. Es decir, considerando los factores de planta, la renovación de las centrales hidroeléctricas y la inversión en el parque fotovoltaico generarían apenas el 13% de la energía requerida para satisfacer la demanda, por lo que restan 53 mil GWh de generación necesaria para alcanzar la meta. Considerando las acciones de política

---

<sup>13</sup> SHCP. "Presupuestos de Egresos de la Federación 2022".

[https://www.ppef.hacienda.gob.mx/work/models/bzPX2qB5/PPEF2022/qgp8v2PM/paquete/egresos/Proyecto\\_Decreto.pdf](https://www.ppef.hacienda.gob.mx/work/models/bzPX2qB5/PPEF2022/qgp8v2PM/paquete/egresos/Proyecto_Decreto.pdf) (Consultado el 03/12/2021)

<sup>15</sup> CFE. Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas.

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2219>. (Consultado el 14/11/2021)

pública y regulatorias que han obstaculizado la integración de renovables<sup>16</sup>, el escenario incrementa la generación de las centrales termoeléctricas y carboeléctricas en ese orden. Esto es poco plausible en términos operativos. Utilizar 100% de la capacidad instalada de las plantas termoeléctricas y carboeléctricas equivale a 35 mil GWh. Finalmente, se cubre el resto de la demanda con nueva infraestructura de ciclos combinados (18 mil GWh), en congruencia con el Plan de Negocios 2022-2026 de la CFE.

Para alcanzar este objetivo, se estima que la CFE tendría que desembolsar 512 mmdp a precios de 2021 durante dicho periodo. Esto es, 418 mmdp más que si se comprara energía renovable en las subastas a largo plazo. A este cálculo hay que sumarle el costo en términos bienestar social por una mayor emisión de gases contaminantes, derivado de despacho de plantas altamente contaminantes. Aunque no los pagaría la CFE directamente, ciertamente es un costo social que debe cuantificarse.

El costo para la CFE se integra por tres componentes:

1. **Costos de construcción y operación.** Para los costos fijos se utilizaron los montos anunciados en el Plan Integral de Modernización de las Centrales Hidroeléctricas de la CFE y en el Proyecto de Generación de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco, en Sonora. Los costos de operación se basan en datos públicos de la CRE. De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2020-2034, la CFE cuenta con una capacidad instalada de 12 mil GW de hidroeléctricas. La empresa puede producir un máximo de 42 mil GWh dado el factor de planta<sup>17</sup> promedio de 40% para esta tecnología. Con la modernización, aparte de darle una mayor vida útil a las plantas, se podrían producir 44 mil GWh. Asimismo, la CFE contará con 1 GW adicional de capacidad instalada fotovoltaica. Para cubrir los GWh restantes, este escenario se plantea una inversión en ciclos combinados. Se estima que el costo de inversión, mantenimiento y operación de las centrales le costaría a la CFE 70 mmdp, de los cuales 69 mmdp son de inversión y 1 mmdp de costos fijos y variables de operación y mantenimiento.
2. **Costos de utilizar en su totalidad la capacidad instalada.** Como se mencionó anteriormente, las centrales termoeléctricas y carboeléctricas no tendrán inversiones en nueva capacidad, por lo que únicamente se toma en cuenta la capacidad instalada, así los costos corresponden solo a operación y mantenimiento. Estas cifras suman un total de 15 mmdp durante todo el periodo analizado. Estos supuestos hacen que el escenario sea conservador tanto en costos como en la

---

<sup>16</sup> Destacan la cancelación de las subastas de largo plazo que permitieron expandir la capacidad renovable en México entre 2015 y 2017, el Acuerdo de Confiabilidad que pretendió congelar la integración de nueva capacidad renovable a la red, los intentos por cambiar el orden de prelación para despachar la energía renovable privada a la red eléctrica después de las centrales fósiles de CFE y la relajación de los criterios para obtener Certificados de Energía Limpia sin importar el año de entrada en operación de las centrales, entre otras medidas regulatorias y de política pública.

<sup>17</sup> El factor de planta promedio estimado para la CFE corresponde al promedio del factor de planta de todas las centrales eléctricas (privadas y de la CFE) en operación en 2017 (último año para el cual se dispone de información) ponderado por la capacidad instalada de la CFE en 2020 por tipo de tecnología. Véase Sener, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034; Sener, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (Ciudad de México: Sener)

capacidad operativa de CFE. La capacidad instalada de CFE, de acuerdo con Prodesen 2021 es de 10 mil 448 MW para las centrales termoeléctricas, por lo que si se considera un factor de planta de 33% la generación de energía máxima es de 30 mil GWh. Actualmente se generan 12 mil GWh, por lo que la generación puede aumentarse en 18 mil GWh. Asimismo, las centrales carboeléctricas tienen una capacidad instalada de 5 mil 463 MW y un factor de planta de 61%, de modo que la energía máxima que pueden producir es de 29 mil GWh. De esta manera, restado a la energía que ya se despacha, quedan 18 mil GWh disponibles para generación adicional.

3. **Costos de generación de electricidad.** La CFE debe producir 56 mil GWh anuales adicionales para cubrir el aumento de la demanda a una tasa anual del tres por ciento que se dará durante el periodo 2022-2028 y mantener la meta de generar el 54%.

Bajo el supuesto de que la CFE generará y comprará dicha energía a los costos promedio observados en 2020, se estima que cubrir la generación adicional de energía le costaría 427 mmdp a precios de 2021. Es decir, 333 mmdp más de lo que costaría generar esa energía entre 2022 y 2028 en centrales renovables de otros generadores (94 mmdp) y que además sería amigable con el medio ambiente con el consecuente beneficio ambiental y de salud pública.

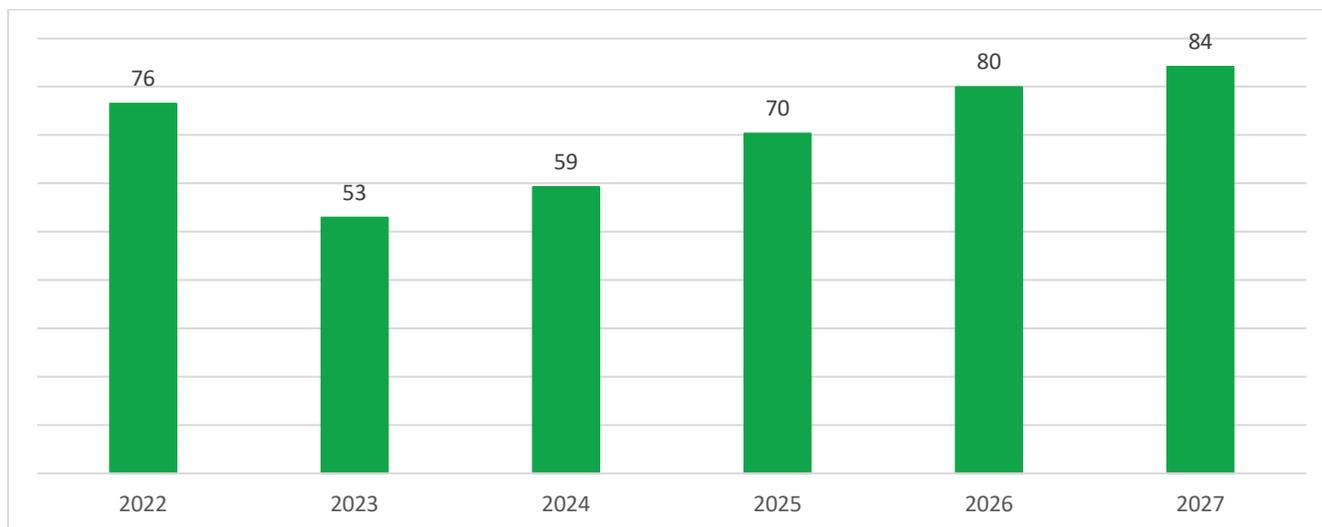
**Tabla 1. Escenario 1: Costos desglosados de aprobarse la Iniciativa de Reforma. Miles de millones de pesos constantes**

| Concepto                  | Costo      |
|---------------------------|------------|
| Costos de generación      | 427        |
| Inversión                 | 70         |
| Operación y mantenimiento | 15         |
| <b>Total</b>              | <b>512</b> |

Fuente: Elaborado por el IMCO con base en estimaciones propias.

En este escenario, en el que la CFE moderniza sus centrales hidroeléctricas e invierte en ciclos combinados, la empresa productiva del Estado enfrentará un costo de 512 mmdp a precios de 2021 para el periodo 2022-2028: **427 mmdp para generación eléctrica, 70 mmdp por inversiones en infraestructura y 15 mmdp para operación y mantenimiento de las centrales ya existentes.**

### Gráfica 3. Costos adicionales de aprobarse la Iniciativa. Miles de millones de pesos constantes



Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la CRE, Cenace y Prodesen 2021.

## 2.2 Escenario 2. Se invierte en el parque solar fotovoltaico de Sonora, en incrementar el factor de planta de las centrales hidroeléctricas de 40% al 60 %, mientras que el resto de la demanda se cubre con ciclos combinados, termoeléctricas y carboeléctricas.

En este escenario la CFE invertirá en desarrollar 1 GW de nueva capacidad instalada fotovoltaica, en aumentar el factor de planta del 40% al 60% y el resto de la energía se cubrirá utilizando el 100% de la capacidad instalada de las centrales termoeléctricas y carboeléctricas. Debido a que toda la demanda se puede satisfacer con estas centrales, no será necesario invertir en ciclos combinados. Este escenario nace del anuncio de la rehabilitación de las 60 centrales hidroeléctricas para aumentar su factor de planta. Después de la reunión con directivos de Hydro-Quebec, la administración anunció<sup>18</sup> el objetivo de incrementar el factor de planta para aumentar la generación de energía en 100%.

Es importante señalar que con una única inversión en las centrales hidroeléctricas no se lograría este objetivo. Los estudios de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena, por sus siglas en inglés)<sup>19</sup> establecen que ninguna central latinoamericana tiene un factor de planta mayor al 66% y las centrales más eficientes promedian un 60%. Incluso, una empresa como Hydro-Quebec -consultada por la administración para los planes de rehabilitación de centrales-, con mayor

<sup>18</sup>Andrés Manuel López Obrador. "Modernización de 60 hidroeléctricas para generación de energía" <https://www.youtube.com/watch?v=39RIJAJPLfI>.

<sup>19</sup>IRENA, *The International Renewable Energy Agency*. "HYDROPOWER" (Abu Dabi: IRENA, 2014)

tecnología que las empresas latinoamericanas y mayores recursos hídricos, tiene un factor de planta promedio en sus centrales canadienses de 70%. Por lo anterior, se considera pertinente que el estudio se haga suponiendo que el factor de planta aumente de 40 a 60%.

La inversión en el parque solar aumentará la capacidad instalada en 1 GW, y el incremento en el factor de planta aumentará la generación de energía en 21 mil GWh. No obstante, para que la CFE genere el 54% de la energía debe aumentar su demanda en 56 mil GWh para 2028. Es decir, restan 34 mil GWh de generación eléctrica. Considerando las acciones de política pública y regulatorias para desincentivar la integración de renovables de privados, el escenario incrementa la generación de las centrales de ciclos combinados, termoeléctricas y carboeléctricas en ese orden a pesar de lo poco plausible de esto en términos operativos. Se utiliza el 100% de la capacidad instalada de las plantas de ciclos combinados, termoeléctricas y 76% de las plantas carboeléctricas.

Para alcanzar este objetivo, **se estima que la CFE tendría que desembolsar 406 mmdp a precios del 2021 durante dicho periodo.** Esto es, 312 mmdp más que si se comprara energía renovable en las subastas de largo plazo. A este cálculo habría que sumarle el costo de oportunidad de utilizar el agua únicamente para generar energía.

El costo para la CFE se integra por los siguientes componentes:

- 1. Costos de construcción y operación.** Para obtener los costos fijos de la planta solar se utilizó el Proyecto de Generación de la Central Fotovoltaica Puerto Peñasco. Sin embargo, no se han publicado detalles del plan para incrementar el factor de planta de las hidroeléctricas, por lo que para estimar los costos de la repotenciación se utilizaron datos de la Irena. El costo promedio mundial para aumentar el factor de planta de estas centrales es de 2,873 pesos por MWh y los costos fijos y variables de operación y mantenimiento de centrales que utilizan este tipo de tecnología son de 44.2 pesos por MWh. De acuerdo con Irena, México tendría un costo más alto por varios factores entre los que destacan la edad de las plantas y el recurso hídrico, por lo que el cálculo es conservador. Es decir, el país ya explotó la mayoría de sus recursos hídricos, especialmente el potencial hidroeléctrico de bajo costo.

De acuerdo con el Prodesen 2021-2035, CFE cuenta con una capacidad instalada de 12 GW de hidroeléctricas, por lo que la empresa puede producir un máximo de 42 mil GWh dado un factor de planta promedio de 40%. Si este se aumenta a 60%, entonces podría producir 63 mil GWh. Se estima que el costo de mantenimiento y operación de las centrales le costaría a la CFE una cantidad de 73 mmdp, de los cuales 67 mmdp son de inversión y 6 mmdp de costos fijos y variables de operación y mantenimiento.

- 2. Costos de utilizar en su totalidad la capacidad instalada.** Como se mencionó anteriormente, las centrales termoeléctricas y carboeléctricas no tendrán inversiones en nueva capacidad, únicamente se toma en cuenta la capacidad instalada, por lo que los costos considerados son de operación y mantenimiento. Estas cifras suman un total de 9 mmdp

durante todo el periodo. Estos supuestos hacen que el escenario sea sumamente conservador tanto en costos como en la capacidad operativa de la CFE. Las centrales de ciclo combinado tienen una capacidad instalada de 10 mil 959 MW por lo que con un factor de planta de 56% la generación máxima es de 53.7 GWh. En 2021 la CFE generó 42.4 GWh con ciclos combinados por lo que se pueden aprovechar 11.3 GWh de esta tecnología. La capacidad instalada de la CFE, de acuerdo con Prodesen 2021 es de 10 mil 448 MW para las centrales termoeléctricas, por lo que considerando un factor de planta del 33% la generación de energía máxima es de 30 mil GWh. No obstante, 12 mil GWh se generan para cubrir la demanda actual, por lo que la energía adicional que se podría generar en un año utilizando su máxima capacidad es de 18 mil GWh. Análogamente, las centrales carboeléctricas tienen una capacidad instalada de 5 mil 463 MW y un factor de planta de 61%, de modo que la energía máxima que pueden producir es de 29 mil GWh. Actualmente generan 10.7 mil GWh y la energía adicional que se generará es de 5 mil GWh.

3. **Costos de generación de electricidad.** En este escenario la CFE debe producir 56 mil GWh más para cubrir el aumento anual de 3% de la demanda que se dará durante el periodo 2021-2024 y mantener la meta de generar el 54%.

Bajo el supuesto de que la CFE generara y comprara dicha energía a los costos promedio observados en 2020, se estima que cubrir la generación adicional de energía le costaría 324 mmdp a precios de 2021. Es decir, 230 mmdp más de lo que le costaría generar esa energía en centrales renovables de otros actores (94 mmdp) entre 2022 y 2028.

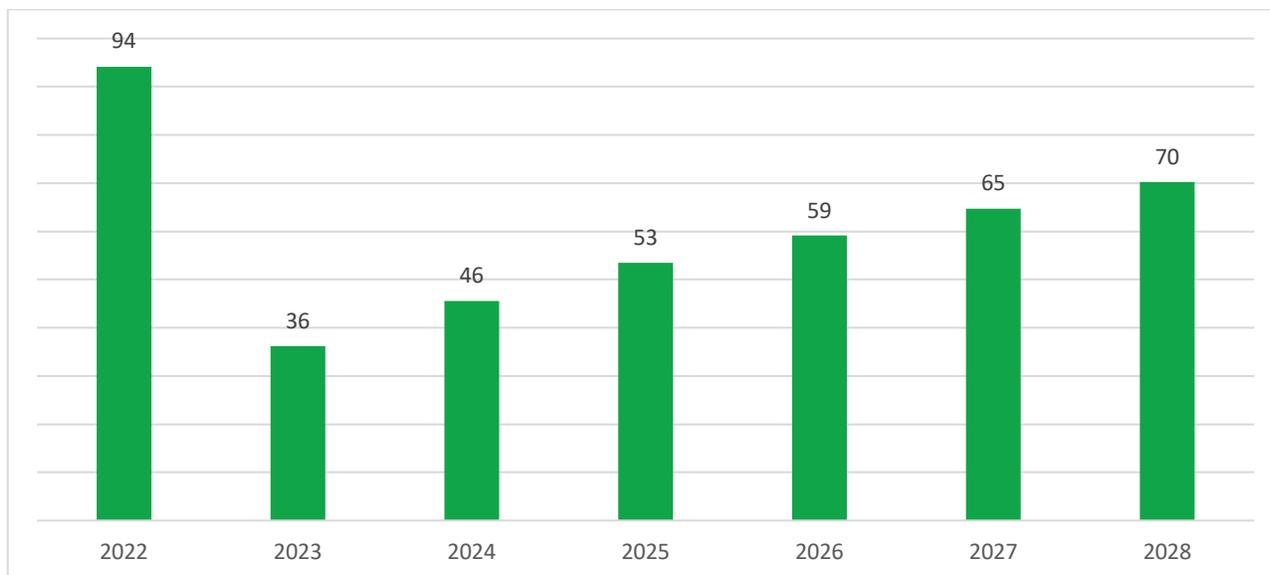
**Tabla 2. Escenario 2: Costos desglosados de aprobarse la Iniciativa de Reforma. Miles de millones de pesos constantes**

| Concepto                  | Costo      |
|---------------------------|------------|
| Costos de generación      | 324        |
| Inversión                 | 73         |
| Operación y mantenimiento | 9          |
| <b>Total</b>              | <b>406</b> |

Fuente: Elaborado por el IMCO con base en estimaciones propias

En este escenario, en el que la CFE aumenta el factor de planta de sus centrales hidroeléctricas del 40 al 60%, **la empresa productiva del Estado enfrentará un costo adicional de 312 mmdp a precios de 2021 para el periodo 2022-2028:** 230 mmdp para generación eléctrica, 73 mmdp para el incremento del factor de planta y 9 mmdp para operación y mantenimiento de las centrales ya existentes.

### Gráfica 4. Costos adicionales de aprobarse la Iniciativa. Miles de millones de pesos constantes



Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la CRE, Cenace y Prodesen 2021.

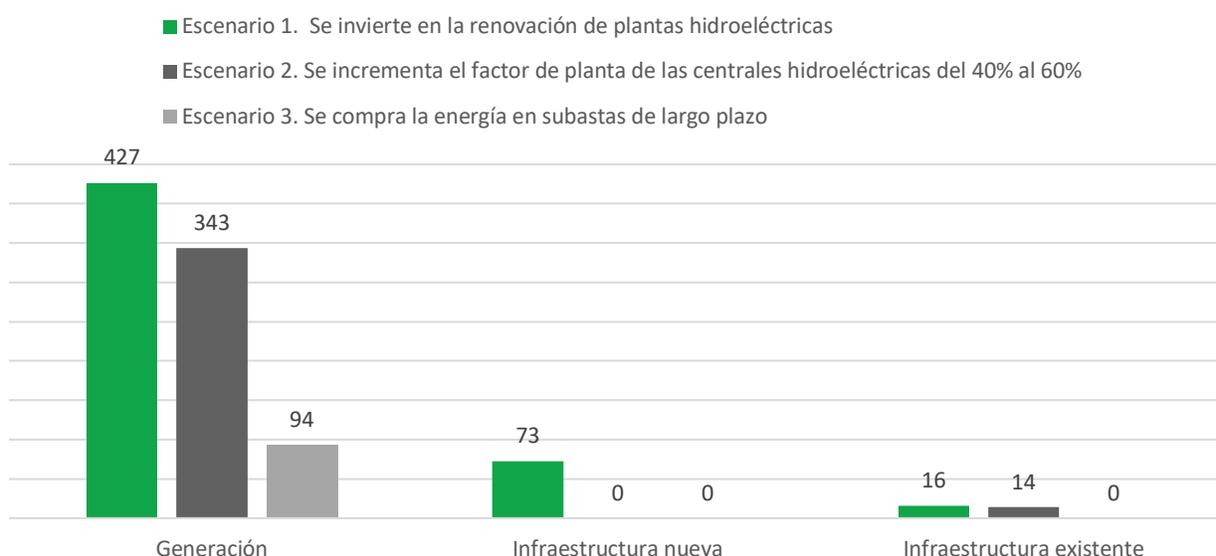
### 2.3 Escenario Alternativo. Costos de energía renovable en subastas de largo plazo

Para construir este escenario se utilizó el costo de generación de la energía eléctrica en las subastas de largo plazo de 2018. Esta metodología se utiliza con el fin de comparar costos de generación de los privados con costos de generación de la CFE. Este esquema no considera la meta del 54% de generación de energía para la CFE. No obstante, es útil para contrastar el costo de los cambios que se pretenden implementar en la industria eléctrica y las consecuencias generadas por tener una menor cantidad de recursos públicos en este sector. Asimismo, los beneficios ambientales y de salud pública son relevantes puesto que el incremento en la demanda se cubriría con energía renovable como ocurría en nuestro país antes del 2019 y los cambios de política pública de la actual administración.

Bajo este escenario, el costo de generar la energía adicional para satisfacer la demanda entre 2022 y 2028 es de 94 mmdp a pesos del 2021. **La CFE tendría que cubrir el costo de la energía adicional necesaria al costo promedio de las subastas de largo plazo de 2018: se estima que pagaría 94 mmdp por la energía necesaria en el periodo 2022-2028.** Este escenario es conservador en la medida que los costos de generación renovable no son estáticos, sino que año con año han registrado reducciones por las mejoras tecnológicas. Por ejemplo, el precio medio por MWh y Certificado de Energía Limpia (CEL) de la primera subasta de largo plazo en 2015 fue de 47.7 dólares (968 pesos), la segunda subasta de largo plazo en 2016 registró una reducción a 33.4 dólares (678 pesos) por MWh y CEL, mientras que la tercera y última subasta que se llevó a cabo

en 2017 tuvo un precio medio de 20.57 dólares (418 pesos) por MWh y CEL.<sup>20</sup> Dado que las subastas llevan suspendidas desde 2018, no existen datos de la reducción de precios en una cuarta y quinta subasta. Por ello, este cálculo utiliza el costo promedio de generación más reciente (2020) de las centrales instaladas a partir de las subastas de largo plazo (401 pesos por MWh) como aproximación del precio de esa energía al considerar la tendencia a la baja en su precio. Este cálculo, sin embargo, es conservador y es previsible que, si siguiera la tendencia a la baja observada en las primeras tres subastas, el precio de la energía sería más bajo.

**Gráfica 5. Costos de los tres escenarios. Miles de millones de pesos constantes del 2021.**



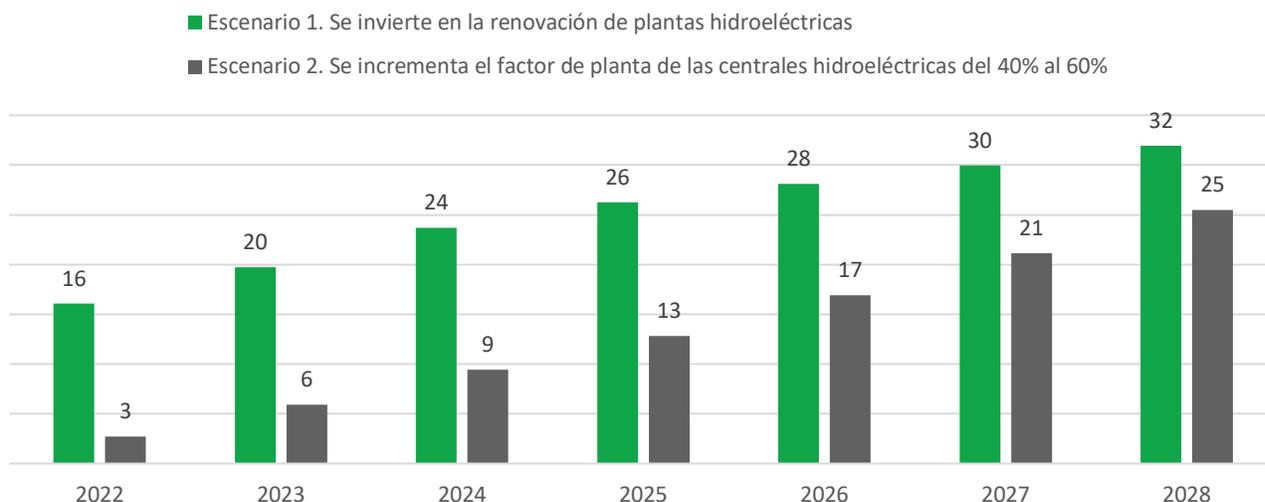
Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de la Sener. Prodesen 2018 y Prodesen 2021.

### 3. Costo ambiental

Es necesario analizar las consecuencias ambientales de cada uno de los escenarios planteados. México se ha comprometido a reducir en 22% sus emisiones de gases de efecto invernadero y en 51% de carbono negro para combatir el cambio climático para 2030. Es por ello que, con información oficial publicada en Prodesen 2018, el IMCO calculó las emisiones que se tendrían en cada uno de los escenarios. La metodología consistió en recopilar los GWh adicionales que se utilizarán por tecnología y estimar cuantas emisiones emitiría cada una de ellas.

<sup>20</sup> Tipo de cambio al 14 de enero de 2022.

### Gráfica 6. Emisiones de CO2. Millones de toneladas por GWh



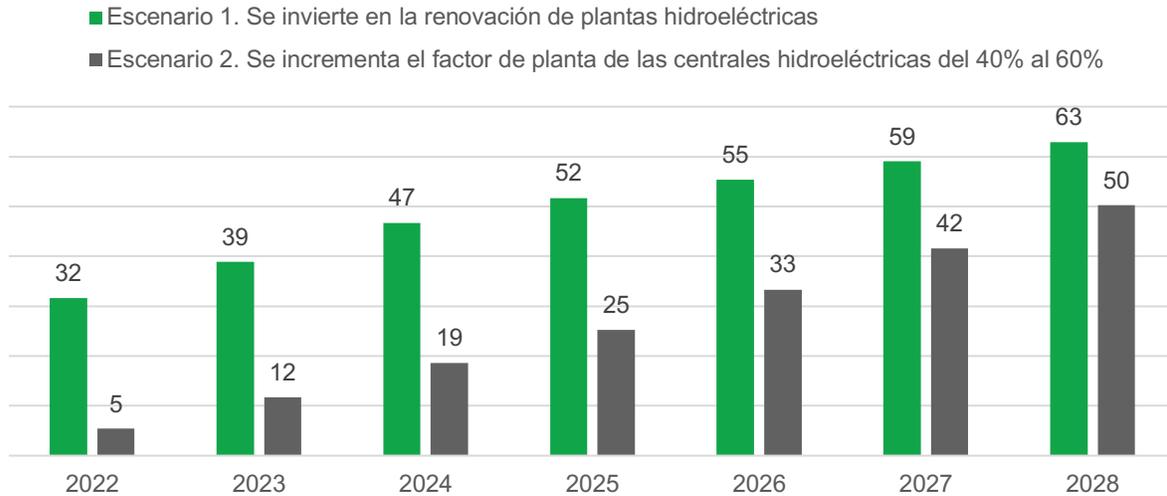
Fuente: Elaborado por el IMCO con datos de Prodesen (varios años).

Con este cálculo de las emisiones adicionales de cada uno de los escenarios, el IMCO estimó los costos monetarios para la sociedad. En la ausencia de precios del carbono o impuestos al carbono los costos de las emisiones no se liquidan como tal, se observan y se pagan en sus expresiones físicas como sequías, inundaciones, enfermedades respiratorias etc. El objetivo de la estimación es contextualizar la magnitud adicional al costo económico o presupuestario de las propuestas de política pública del Gobierno federal.

Para el cálculo del valor monetario de las emisiones se utilizaron los datos del Sistema Europeo de Negociación de CO2 (Seneco) del último año<sup>21</sup> y se muestra en la siguiente gráfica. Es importante mencionar que los costos del CO2 tienden a incrementar cada mes con el objetivo de desincentivar las emisiones de carbono. A enero de 2022, la tonelada de carbono cuesta 83.51 euros, la cifra más alta en la historia del precio del CO2. No obstante, la tendencia es creciente por lo que se considera conservador utilizar esta cifra como base para el cálculo del costo monetario ambiental.

<sup>21</sup> Sistema Europeo de Negociación de CO2 (SENDECO2), *Precios CO2*. (Barcelona, SENDECO, 2021)  
<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

### Gráfica 7. Valor monetario por las emisiones de CO2. Miles de millones de pesos



Fuente: Elaborado por el IMCO con datos del Sistema Europeo de Negociación de CO2 y Prodesen 2018.

## 4. Conclusión

Al cierre de 2020 la CFE generaba aproximadamente el 38%<sup>22</sup> de la energía demandada en México. La capacidad instalada es mayor a su generación; esto se debe a que sus plantas son comparativamente más antiguas, ineficientes y, por lo tanto, tienen mayores costos. En un sistema basado en eficiencia económica, las plantas con mayor costo no se despachan o se despachan al final del orden de mérito. Además, las plantas más caras y obsoletas generan energía más costosa, no solo en términos monetarios sino también medioambientales. Los sistemas eléctricos deben privilegiar a ciudadanos y consumidores al procurar energía en calidad, cantidad y precio sin afectar la salud y cumpliendo con los compromisos ambientales de México. Los consumidores necesitan energía limpia y barata. El presupuesto público debe cubrir las necesidades sociales, como la educación, la salud y la seguridad. Esto se logra a través de competencia, regulación e inversión.

En un ejercicio realizado bajo supuestos conservadores, en el que se tomó en cuenta la diferencia entre lo que cuesta comprar la energía a particulares y lo que le cuesta producirla a la CFE, la capacidad instalada de esta última, el crecimiento de la demanda, entre otros factores, **se estima**

<sup>22</sup> El dato fue calculado utilizando el Reporte Anual de la CFE 2020 y Prodesen 2021.

que para garantizar la generación de 54% de la electricidad entre 2022-2028, le costaría a la CFE entre 406-512 mmdp durante dicho periodo. Esta cifra se incrementará en la medida en que el periodo de evaluación se amplíe más allá del 2028 y de los supuestos sobre quién y con qué tecnología se genera esa energía. Este monto representa **312-418 mmdp adicionales a los que la CFE gastaría de continuar comprando a las centrales privadas la energía adicional necesaria para satisfacer la demanda**. Incluso si únicamente se tomara en cuenta el impacto ambiental en el que se incurre por dejar que la CFE despache sus plantas térmicas contaminantes, el resultado sería catastrófico para el medio ambiente y para la calidad de vida de los mexicanos que habitan cerca de las zonas de generación de energía.

Modificar de esta manera el sector eléctrico, no fortalecerá a la CFE, sino que provocará que la empresa se vuelva aún más dependiente de los subsidios del Estado. Los costos de generación y de inversión en estos escenarios pondrían a la CFE en una situación financiera precaria e insostenible por lo que, en el mediano plazo, se hará imposible mantener las tarifas eléctricas sin incrementos mayores a la inflación como ha prometido repetidamente el Gobierno federal. La iniciativa de asegurar que la CFE genere el 54% de la electricidad en el país limita la participación de los particulares en esta actividad. **Por ello, el IMCO advierte que en caso de aprobarse la iniciativa e implementarse estas políticas la CFE se vería forzada a incurrir en costos crecientes para poder generar y suministrar la energía eléctrica demandada en el país**. Estos costos tendrían impactos muy significativos para los consumidores, las finanzas públicas, el clima de inversión y la economía en general.

## 5. IMCO Propone

Fortalecer a la CFE empieza por reconocer que la empresa no tiene la capacidad para ser el único actor relevante en la industria eléctrica. La iniciativa de reforma energética impacta a ciudadanos y consumidores al elevar los costos de la energía, dañar el medio ambiente, crear incertidumbre jurídica para las inversiones, limitar la competencia y libre concurrencia en las actividades de generación y suministro y reducir la competitividad del país. La política energética debe tener a ciudadanos y consumidores en el centro. Independientemente de una discusión entre Estado y mercado, la meta debe ser ofrecer electricidad confiable, limpia y a precios competitivos. Con ese objetivo, IMCO propone:

- **Retomar las subastas a largo plazo.** Las subastas a largo plazo tenían como objetivo beneficiar a ciudadanos y consumidores al incentivar inversiones en energías renovables,

---

fomentar la competencia en el sector y estabilizar los precios de la potencia. El costo de la energía de estas subastas está por debajo del costo de generación promedio que se tiene en el sector. Para lograr que la energía consumida en el país mantenga su precio actual e incluso disminuya, es necesario retomar este esquema.

- **Fortalecer y expandir la Red Nacional de Transmisión.** La Red Nacional de Transmisión lleva varios años sin recibir la inversión que la seguridad energética del país requiere. Sin embargo, con la finalidad de promover la competencia en el sector eléctrico y producir más y mejor energía para el país, se propone que la CFE priorice las inversiones para desarrollar y modernizar la Red Nacional de Transmisión y, con esto, garantice la seguridad del sistema y facilite la integración de generadores privados a la red.
- **Retomar el programa de retiro de centrales.** México cuenta con plantas antiguas e ineficientes que están en desuso y/o tienen altos costos, tanto ambientales como monetarios, de generación. Hasta 2019 se contaba con El Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) el cual contemplaba, como el nombre lo indica, el retiro de centrales eléctricas obsoletas. Sin embargo, desde 2020 Prodesen dejó de contemplar el retiro de centrales. Hacerlo es importante para reducir los costos de mantenimiento y tener una idea más clara sobre la capacidad instalada real que tiene el país. Por este motivo, se propone que se retiren las plantas de generación más contaminantes y, en el largo plazo, se priorice la instalación de aquellas con menor huella ambiental y de carbono para su funcionamiento.
- **Fortalecer la independencia de la CRE.** Con el objetivo de fomentar la competencia en el país es crucial que las instituciones encargadas de regular y sancionar a los participantes del sistema sean imparciales en la toma de decisiones y busquen el bienestar de los mexicanos. Para ello, se propone replantear la forma en la que opera y se organiza la CRE para garantizar su independencia frente a las empresas del Estado y los privados al otorgarle libertad en el ejercicio de su presupuesto y fortalecer los procesos de selección de comisionados. Incluso se debería tomar en cuenta la participación de otras instituciones que buscan el desarrollo de la competencia económica como la Comisión Federal de Competencia Económica, que tiene facultades regulatorias en materia de concentración de activos de generación eléctrica.
- **Reafirmar el compromiso con la transición energética.** Para producir energía de la manera más barata posible deben recortar la mayor cantidad de costos, ya sean por mantenimiento o por insumos necesarios para el funcionamiento. A pesar de que las energías que usan recursos fósiles para operar resultan una inversión atractiva al corto plazo,

---

a la larga traen consecuencias costosas, ya sea por contaminación o por el aumento en los precios del combustible. Para garantizar energía a precios competitivos se propone gravar las emisiones contaminantes a través de un mercado de carbono (México cuenta con un programa piloto que durará tres años a partir del 1 de enero de 2020) e incentivar la inversión en plantas generadoras de energía limpia al retomar los CELs y lanzar su mercado secundario donde las empresas pueden comprar y venderlos.

## 6. Referencias bibliográficas

- Andrés Manuel López Obrador. "Modernización de 60 hidroeléctricas para generación de energía" <https://www.youtube.com/watch?v=39RIJAJPLfI>. (Consultado el 01/12/2021)
- CFE. Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2219>. (Consultado el 14/12/2021)
- . Reporte anual 2020. <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Reportes%20Anuales%20Documentos/Reporte%20anual%202020.pdf>. (Consultado el 14/12/2021).
- . Plan de Negocios 2022-2026. <https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan%20de%20Negocios%202022-2026%20V48%20PUBLICA.pdf> (Consultado el 18/01/2022).
- Comisión Reguladora de Energía (CRE). "Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad". <https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision> (Consultado el 05/12/2021).
- . "Memorias de cálculo de tarifas de suministro básico 2020". <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico/resource/7350cea0-c84d-4bab-afdc-c58a22d9acb0> (Consultado el 01/07/2021).
- The International Renewable Energy Agency (Irena). "HYDROPOWER". [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report\\_chapter7.pdf?la=en&hash=C3567A03B3C4A37BD8AB71E81C8B40A527C318B0#:~:text=CAPACITY%20FACTORS%20FOR%20HYDROPOWER,80%25%20\(Figure%207.4\)](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Power_Costs/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report_chapter7.pdf?la=en&hash=C3567A03B3C4A37BD8AB71E81C8B40A527C318B0#:~:text=CAPACITY%20FACTORS%20FOR%20HYDROPOWER,80%25%20(Figure%207.4)) (Consultado el 03/12/2021).

Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035. Ciudad de México: Sener, 2021. <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional> (Consultado el 01/12/2021)

Secretaría de Energía (Sener). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. Ciudad de México: Sener, 2018. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf> (Consultado el 01/12/2021).

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Presupuesto de Egresos para la Federación para el Ejercicio Fiscal 2022. [https://www.ppef.hacienda.gob.mx/work/models/bzPX2qB5/PPEF2022/qgp8v2PM/paquete/egresos/Proyecto\\_Decreto.pdf](https://www.ppef.hacienda.gob.mx/work/models/bzPX2qB5/PPEF2022/qgp8v2PM/paquete/egresos/Proyecto_Decreto.pdf) (Consultado el 15/12/2021)

Sistema Europeo de Negociación de CO2 (SENDECO2). “Precios CO2” <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2> (Consultado el 08/07/2021)

IMCO

INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD A.C.