

# **¡Al Rescate de PEMEX y CFE!**

Jorge Alberto Bazúa Rueda \*

**Marzo de 2021**

\* Egresado de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional. De 1969 a 1978 trabajó en la construcción de plantas industriales y de 1978 a 2013 ocupó diversos cargos en la Secretaría de Energía en actividades relacionadas con las industrias de fertilizantes, petrolera y eléctrica. Previo a su jubilación en 2013 ocupaba el cargo de Director General de Análisis, Seguimiento e Información del Sector Eléctrico.

# **¡Al Rescate de PEMEX y CFE!**

Al ser éste el principal objetivo del Gobierno durante el presente sexenio en materia energética, es pertinente que abordemos el significado que tiene tal objetivo y en qué podría consistir el esfuerzo en este sentido, así como los resultados que podrían lograrse al respecto.

Si bien el discurso oficial tiende a poner en el mismo paquete a PEMEX y CFE, debemos partir que se trata de dos casos muy diferentes, que tienen pocos elementos en común y que necesitan ser abordados según sus características particulares. Veamos primero el caso de PEMEX.

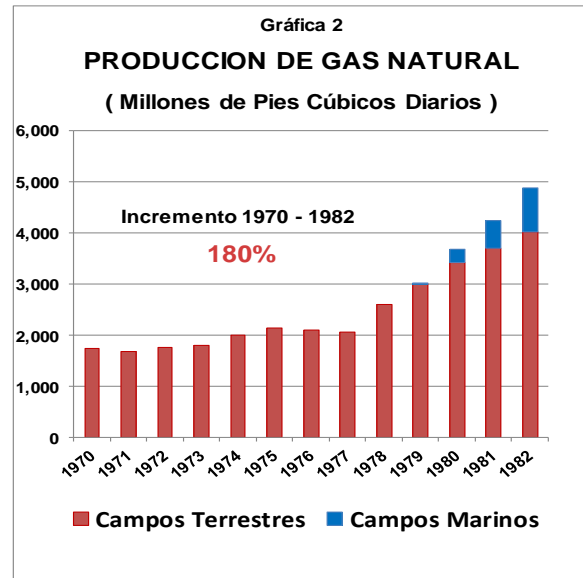
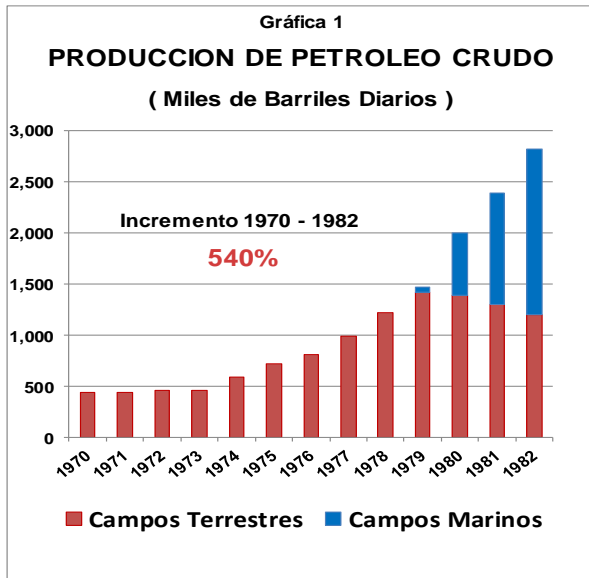
## **Implicaciones del Rescate de PEMEX**

Según lo que se nos ha dado a entender, para el Gobierno actual el rescate de PEMEX significa, a grandes rasgos, el detener primero la caída de la producción de petróleo crudo y elevarla después para alcanzar un nivel cercano al que teníamos hace una década, al mismo tiempo que incrementamos la operación de las refinerías existentes y construimos una nueva refinería, de manera que en un plazo de tres años dejemos de importar gasolinas y diésel. En lo que se refiere al gas natural no se habla mucho, pero debemos suponer que va en el mismo sentido, o sea aumentar la producción nacional para lograr en algún momento condiciones de autosuficiencia. Todo ello sumado a un esfuerzo de combate total a la corrupción, para que el petróleo vuelva a ser palanca del desarrollo nacional.

Lo anterior nos lleva a recapitular primero sobre lo que teníamos hace alrededor de 35 años, como fruto del enorme trabajo de expansión de las capacidades productivas de PEMEX que tuvo lugar en los dos sexenios comprendidos de 1970 a 1982. En este periodo se llevó a cabo un programa exploratorio de gran magnitud que culminó con el descubrimiento y el desarrollo del potencial petrolero en el sur del país, en yacimientos tanto en tierra como en la plataforma marina de Campeche, incluyendo entre ellos el yacimiento gigante de Cantarell.

Gracias a ello, en el curso de doce años la producción de petróleo crudo aumentó más de cinco veces, al pasar de 440 mil barriles diarios en 1970 a 2.8 millones de barriles diarios en 1982, de los cuales el 57% provenía de los yacimientos marinos recién desarrollados.

En las gráficas siguientes se muestra la evolución que observó la producción nacional de petróleo crudo y gas natural a lo largo del periodo de 1970 a 1982.



Fuente: Anuarios Estadísticos de PEMEX

A la par del desarrollo de los yacimientos petroleros, se llevó a cabo la mayor expansión de la capacidad de procesamiento de petróleo y gas natural que hemos realizado hasta la fecha, mediante la construcción de tres nuevas refinerías en Tula, Cadereyta y Salina Cruz, los centros de proceso del gas natural en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex, y los complejos petroquímicos de Cangrejera, Morelos, Pajaritos y Cosoleacaque, principalmente. Algunos de estos proyectos se iniciaron en el periodo y se concluyeron en los años subsecuentes.

Esto llevó al país a su status de gran potencia petrolera, con capacidad para exportar grandes volúmenes de petróleo y al mismo tiempo procesar una parte importante de la producción para abastecer las necesidades nacionales de combustibles e insumos y productos petroquímicos. Aunado a ello, PEMEX empezó a ser el primer contribuyente fiscal y el principal soporte del presupuesto público federal.

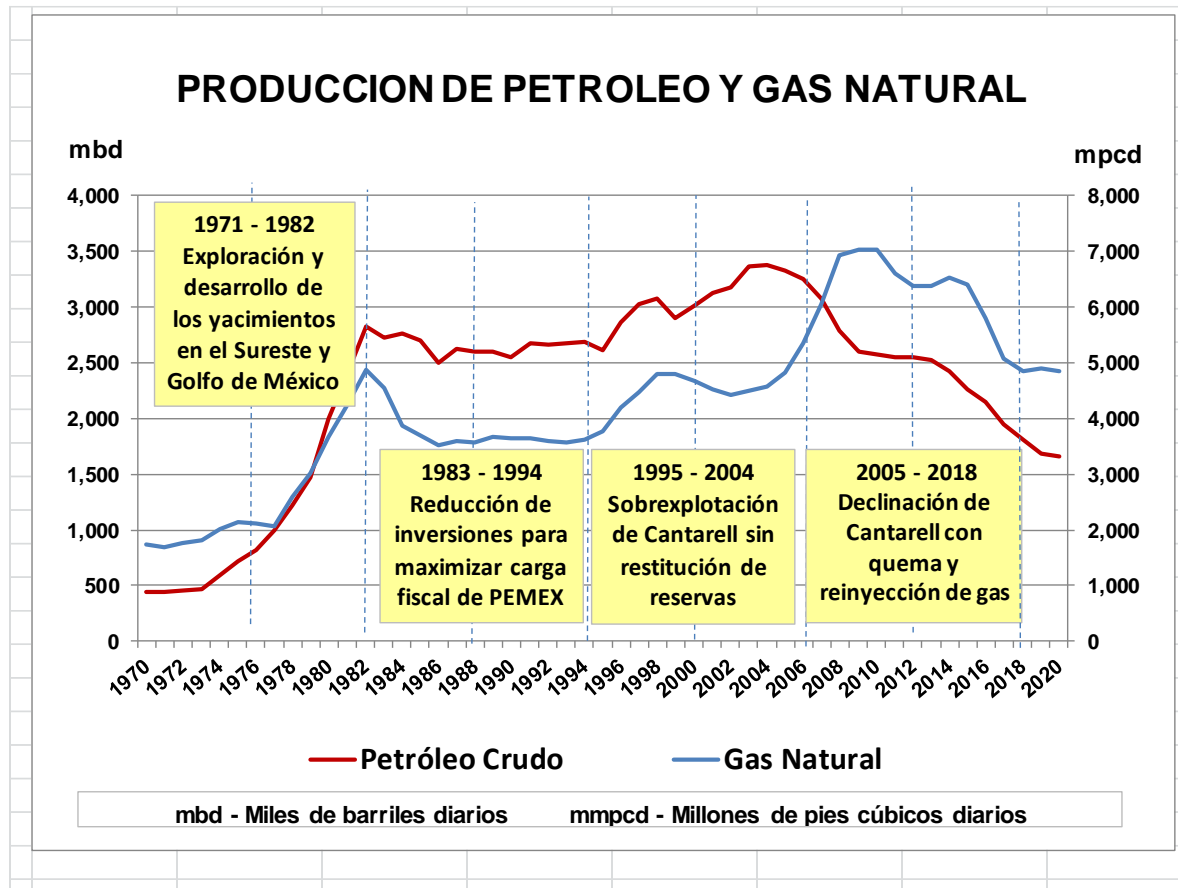
Todo indica que el objetivo de la actual administración es regresar, de alguna forma, a esta situación de bonanza y autosuficiencia que habíamos logrado en la década de los ochentas.

La gran pregunta: ¿es factible lograrlo de nuevo?

La gran respuesta: todo depende.

¿De qué depende? Pues de los recursos que destinemos a ello y del éxito que tengamos en la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos petroleros, a lo que hay que agregar el hecho de que la producción petrolera convencional de bajo costo está declinando y la nueva producción trae consigo nuevos retos tecnológicos y costos más altos.

Procedamos ahora a un rápido repaso de lo que ha ocurrido con PEMEX de 1983 a la fecha, después de los doce años de gran expansión que ya comentamos. Para tal efecto, en la siguiente gráfica se presenta la evolución de la producción nacional de petróleo y gas natural a lo largo de las cinco décadas transcurridas de 1970 a la fecha, con objeto de identificar los principales aspectos que determinaron dicha evolución, mismos que serán abordados más adelante.



Fuentes: Anuarios Estadísticos de PEMEX y Sistema de Información Energética de SENER

### Periodo 1971 – 1982: Exploración y desarrollo de los yacimientos en el Sureste y el Golfo de México

Los aspectos relevantes de este periodo de expansión se abordaron en los párrafos precedentes.

### Periodo 1983 – 1994: Reducción de inversiones para maximizar la carga fiscal de PEMEX

A partir de 1983 ocurrió un cambio radical en la conducción del país, se inició a una transformación a fondo de la estructura económica y productiva que dio paso a lo que

conocemos como el periodo “neoliberal”. No es el propósito de este texto analizar dicha transformación y sus efectos y consecuencias, pero resulta relevante exponer lo que ocurrió en PEMEX en el transcurso de dicho periodo.

El primer cambio que sufrió PEMEX es que se convirtió rápidamente en el principal aportador de recursos fiscales, para lo cual el Gobierno empezó a limitar los recursos destinados a inversión, de manera que en pocos años se frenó la expansión de las capacidades productivas de PEMEX y se orientó su operación hacia la maximización de la carga fiscal para contribuir lo más posible a las finanzas públicas. Así empezó la “ordeña” de PEMEX y la dependencia del presupuesto público de los recursos aportados por el organismo.

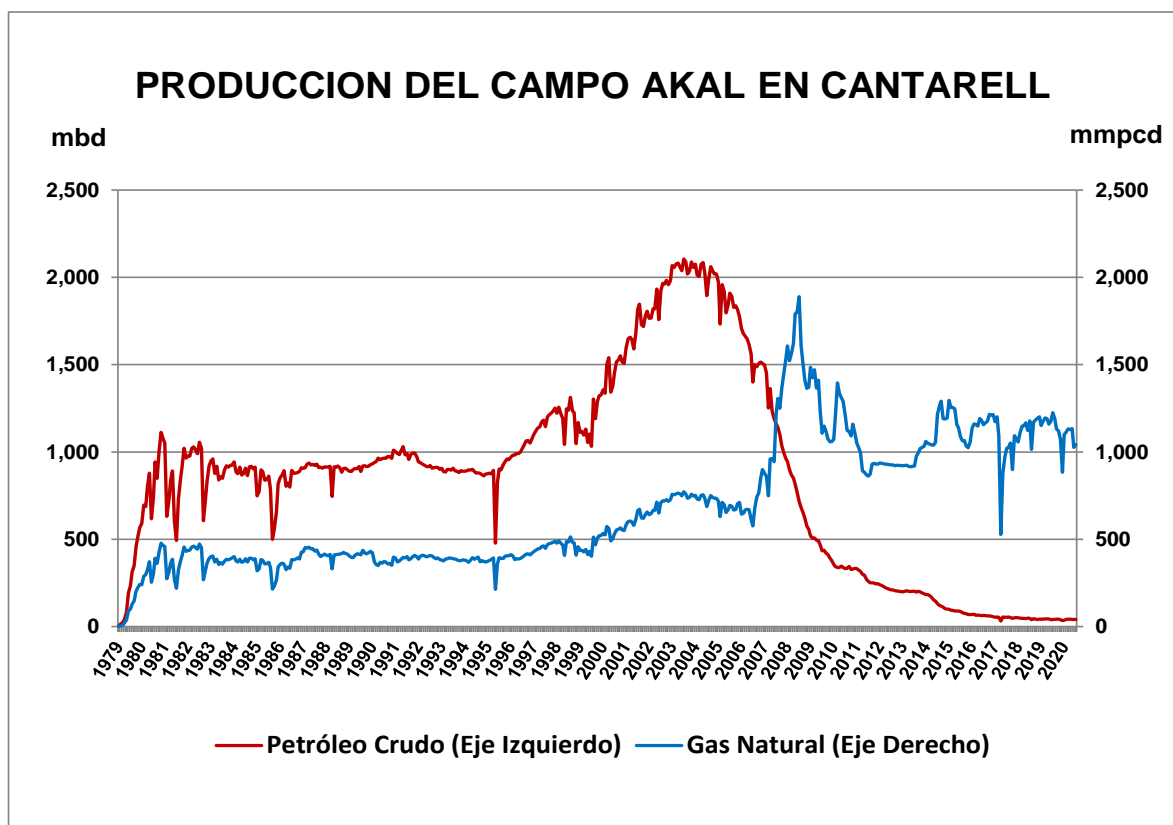
Por consiguiente, el desarrollo de PEMEX quedó encauzado a la creciente aportación de recursos fiscales y las inversiones se fueron orientando hacia este fin. Por tal motivo, se adoptó el criterio de priorizar las inversiones en función de su rentabilidad, de manera que la extracción de petróleo crudo para exportación fue acaparando los recursos de inversión por ser la actividad de mayor rentabilidad, y los proyectos de refinación y petroquímica quedaron relegados debido a su menor rentabilidad, al igual que la extracción de gas natural. A su vez, se limitó notablemente la actividad exploratoria debido a su escasa contribución económica de corto plazo.

Éste fue el común denominador de las actividades de PEMEX durante los dos primeros sexenios del periodo “neoliberal”. En estos años el Gobierno llevó a cabo la privatización del acervo de empresas paraestatales y se empezó a preparar el terreno para una futura incorporación del sector privado en la actividad petrolera, la cual arrancó en 1995 con la apertura de las actividades de transporte y distribución de gas natural, y prosiguió más adelante con el intento fallido de privatizar los complejos petroquímicos.

### **Periodo 1995 – 2004: Sobreexplotación de Cantarell sin restitución de reservas**

Durante el sexenio siguiente, el aspecto más importante que dominó la operación de PEMEX fue la decisión del Gobierno de incrementar notablemente la producción y exportación de petróleo crudo, con objeto de aumentar la aportación de recursos fiscales de PEMEX, lo cual condujo a un esquema de sobreexplotación del yacimiento de Cantarell mediante la inyección de nitrógeno. El resultado inicial fue exitoso, pues se logró incrementar gradualmente la producción de petróleo crudo del país hasta un nivel de 3.4 millones de barriles diarios en 2004, gracias a que se duplicó la producción de Cantarell.

En la gráfica siguiente se muestra la evolución histórica de la producción de petróleo y gas natural del principal yacimiento que conforma el complejo Cantarell, el campo gigante Akal, a partir de su inicio productivo en 1979.



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En el periodo de sobreexplotación de Cantarell se inició el desarrollo de otros yacimientos de gran magnitud en la plataforma marina de Campeche y Tabasco, como es el caso de los que conforman los complejos denominados Ku-Maalob-Zaap y Litoral de Tabasco, los cuales se pensaba que compensarían más adelante la declinación productiva de Cantarell, pero a partir de 2005 dicha declinación resultó más abrupta de lo que se había previsto y la producción de petróleo crudo cayó irremediablemente.

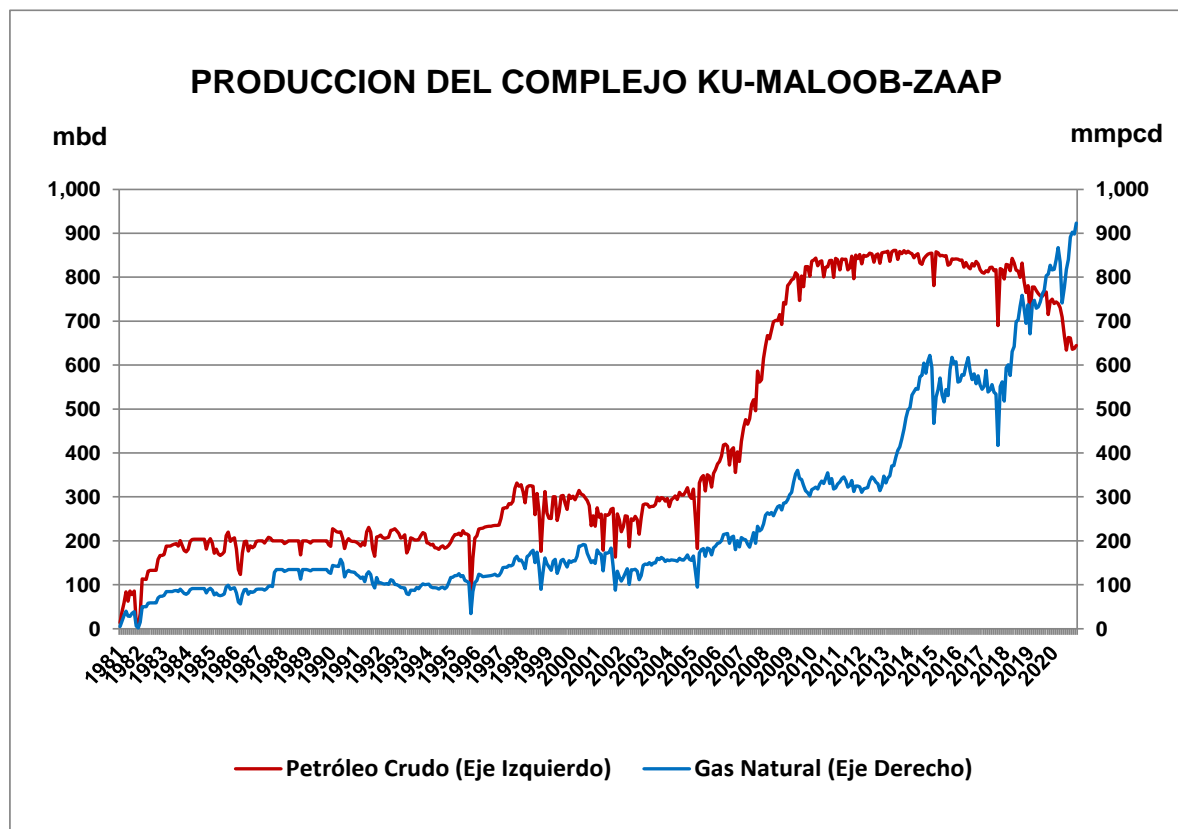
El otro aspecto relevante durante los años de auge de Cantarell fue el de la importación creciente de gasolinas, diésel, gas natural y petroquímicos, dado que su producción por parte de PEMEX se estancó y se quedó cada vez más rezagada frente a una demanda creciente. Si bien se emprendió un programa de reconfiguración de refinerías, el Gobierno no tenía interés de invertir mucho en estas actividades, pues la idea era la de abrir la refinación a la inversión privada y desincorporar los complejos petroquímicos de PEMEX.

Aunado a lo anterior, la actividad exploratoria se mantuvo por lo general muy deprimida, lo que condujo a una situación precaria en cuanto al sostenimiento de las reservas, pues la incorporación de nuevas reservas quedó muy por debajo del nivel de extracción de petróleo.

## Periodo 2005 - 2018: Declinación de Cantarell con quema y reinyección de gas

Lo que vino después del éxito inicial de la sobreexplotación de Cantarell ha sido desastroso, ya que el yacimiento empezó su declinación a un ritmo mucho mayor que el esperado y en pocos años su producción de petróleo se colapsó, al mismo tiempo que empezó a salir una gran cantidad de gas natural que tuvo que ser quemada, porque no se había instalado la infraestructura necesaria para aprovecharlo. Cuando al fin se contó con dicha infraestructura, tampoco se pudo aprovechar porque el gas natural se había mezclado con el nitrógeno, de manera que no hubo más remedio que reinyectarlo al yacimiento, lo cual continúa hasta la fecha.

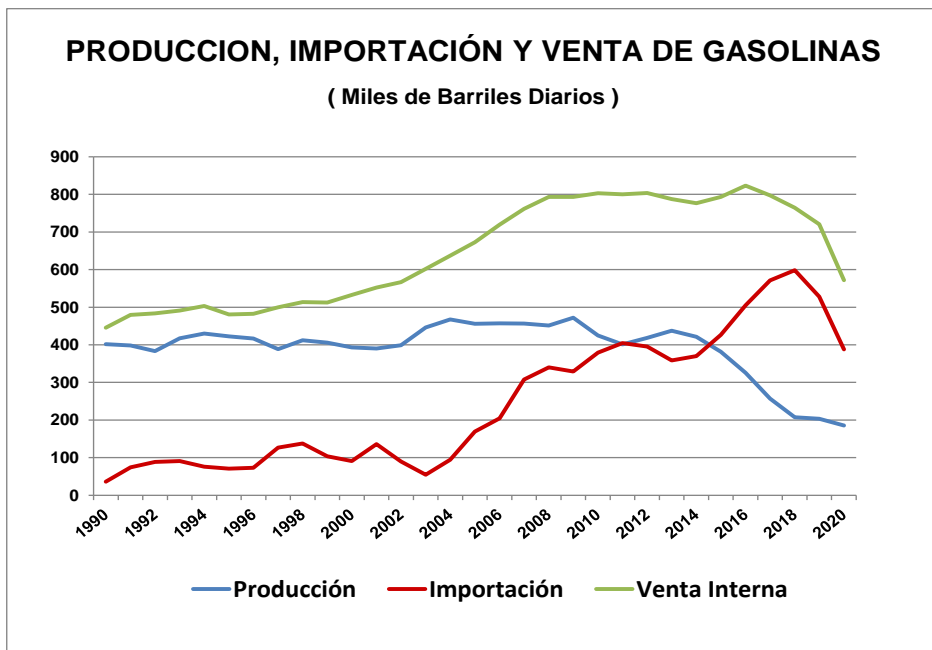
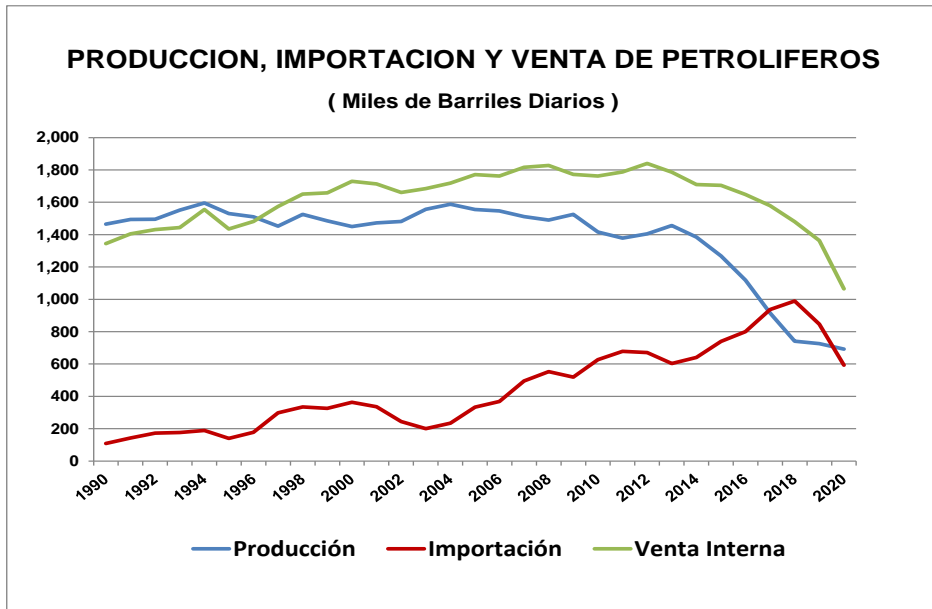
La declinación productiva de Cantarell pudo ser compensada parcialmente con la aplicación del mismo procedimiento de inyección de nitrógeno pero ésta vez en el complejo Ku-Maloob-Zaap, lo que permitió incrementar rápidamente la producción de petróleo crudo en el segundo yacimiento petrolero gigante del país. Sin embargo, la producción de este yacimiento ha empezado a declinar en los últimos años y está presentando un comportamiento parecido al de Cantarell aunque un poco menos crítico, en cuanto a una gran producción de gas natural que no se puede aprovechar debido a su alto contenido de nitrógeno.



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

En lo que se refiere a los productos refinados y los petroquímicos, continuó la trayectoria creciente de las importaciones frente a una producción nacional cada vez más insuficiente, la cual ha descendido notablemente, sobre todo en los últimos seis años, como resultado de un menor abastecimiento de insumos y ante un proceso de deterioro creciente de las instalaciones productivas, debido a las escasas inversiones destinadas a estas actividades.

Las gráficas siguientes resumen el rápido deterioro que ha sufrido el proceso de refinación en PEMEX después de un largo periodo de estancamiento productivo.



Fuente: Sistema de Información Energética de SENER



En materia de gas natural la trayectoria ha sido aún más desfavorable, en virtud de las consecuencias que tuvo la inyección de nitrógeno en Cantarell y también en Ku-Maloob-Zaap, que no han permitido el aprovechamiento del gas natural húmedo asociado producido en los dos mayores yacimientos del país, además del poco éxito obtenido hasta la fecha en la explotación de las cuencas de Sabinas y Burgos en el norte del país.

El rezago de la producción de gas natural seco frente a una demanda nacional creciente, impulsada sobre todo por el sector eléctrico, se ha traducido en incremento significativo de las importaciones, al grado que cubren ya cerca del 70% de la demanda nacional.

Esto ha traído además graves repercusiones sobre la producción petroquímica de PEMEX, por la crónica escasez de insumos que se obtienen del procesamiento del gas natural húmedo asociado (metano, etano, propano, butano y demás precursores petroquímicos).

Reconozcamos al menos algo positivo. El único periodo en que se apoyó debidamente la exploración petrolera fue el sexenio previo a la reforma energética, sin duda como preparativo para lo que vendría más adelante, pues resultaba fundamental ofrecer un panorama más atractivo en cuanto a reservas petroleras que estimulara el interés de los inversionistas privados.

Éste fue el contexto que dio paso a la reforma energética emprendida en el sexenio pasado. Todos los argumentos que se utilizaron para justificar dicha reforma se derivan del deterioro productivo y financiero que ha sufrido PEMEX, como consecuencia de las decisiones del Gobierno de “ordeñarlo” al máximo posible y preparar las condiciones para la incorporación de la inversión privada en la actividad petrolera.

La reforma energética se aprobó. El nuevo marco constitucional y legal posibilitó la participación del sector privado en la explotación de los recursos petroleros, para lo cual se delimitó el ámbito de acción de PEMEX y se definieron las áreas de participación privada, se llevaron a cabo varias rondas de licitación y se celebraron 103 contratos con inversionistas privados para la exploración y explotación de las áreas petroleras seleccionadas. En dichas áreas se contaba con información geológica amplia, detallada y de gran valor, en virtud de los trabajos de exploración realizados por PEMEX en el sexenio previo a la reforma, la cual fue entregada sin costo a los inversionistas privados para facilitar sus tareas.

Los resultados generados a la fecha en este respecto son insignificantes. Salvo contadas excepciones, los inversionistas privados no han cumplido con sus compromisos mínimos de inversión en cuanto a la exploración y desarrollo de los campos petroleros asignados y, por ende, su actual aportación productiva es ínfima. No se observan indicios de que esta situación vaya a cambiar mucho en un futuro próximo.

Mientras tanto, el deterioro productivo y financiero de PEMEX ha proseguido, la excesiva carga fiscal se ha mantenido y los niveles de inversión siguen siendo precarios. Es importante mencionar también que a lo largo de las cinco décadas precedentes, el desarrollo de las capacidades productivas de PEMEX se financió en su mayor parte con endeudamiento externo, con el propósito de maximizar la carga fiscal y contribuir a un menor endeudamiento del Gobierno federal, lo cual condujo a la situación actual de sobreendeudamiento y virtual quiebra financiera en que se encuentra PEMEX.

La deuda financiera de PEMEX supera ya el monto total de sus activos, lo que aunado al enorme pasivo laboral, se traduce en un alto nivel de descapitalización.

Es indudable la necesidad que tiene el país de rescatar a PEMEX, el problema a resolver es el cómo y con qué recursos, pues el presupuesto público sigue dependiendo en alto grado de las aportaciones fiscales de PEMEX.

El rescate de PEMEX no es posible sin una reducción significativa de su carga fiscal y un aumento sustancial de sus niveles de inversión. Los esfuerzos que ha venido haciendo el Gobierno en este sentido en los últimos años van en la dirección correcta, pero son absolutamente insuficientes y se quedan muy por debajo de lo requerido.

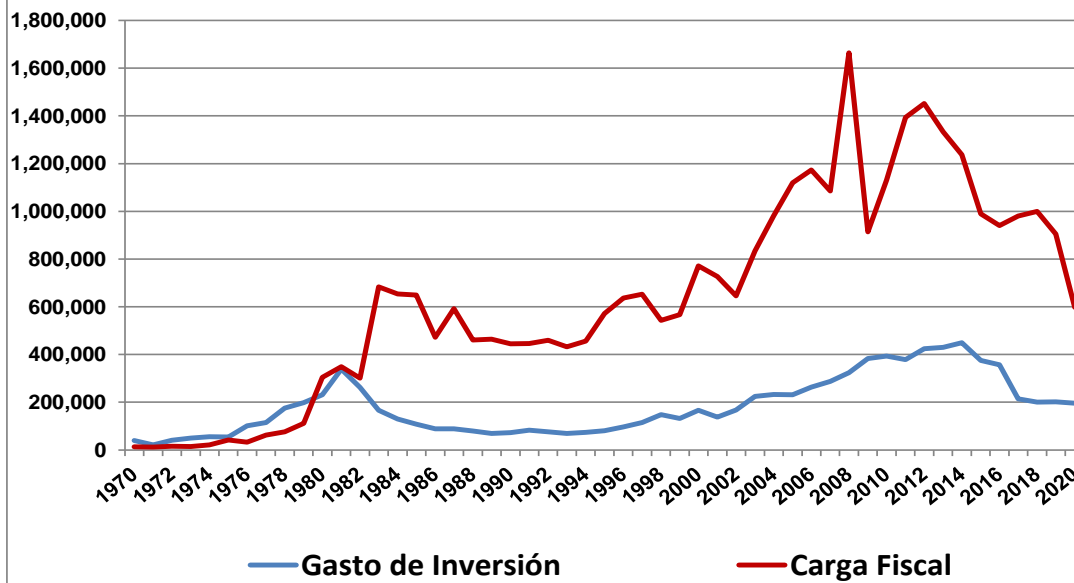
A efecto de ayudar a comprender la dimensión de esta problemática, en las gráficas siguientes se presenta la evolución histórica a lo largo de cinco décadas de la carga fiscal y las inversiones en PEMEX, tanto en forma absoluta expresada en pesos y en dólares a precios constantes de 2020, como en forma relativa respecto al monto total de las ventas internas y externas de PEMEX.

Es pertinente comentar que la gráfica expresada en dólares a precios constantes de 2020 permite incorporar la trayectoria del precio promedio de exportación de crudo (con escala en el eje derecho), a efecto de mostrar la estrecha interrelación entre dicho precio y la carga fiscal.

Pero la gráfica más importante de comprender es la que se expresa en forma relativa respecto al monto total de las ventas, pues es la que presenta en forma clara la magnitud excesiva de la “ordeña” fiscal y la restricción prolongada de las inversiones, siendo ésta la “nueva normalidad” que se instauró a partir de 1983 después del periodo de gran expansión productiva que tuvo lugar de 1970 a 1982.

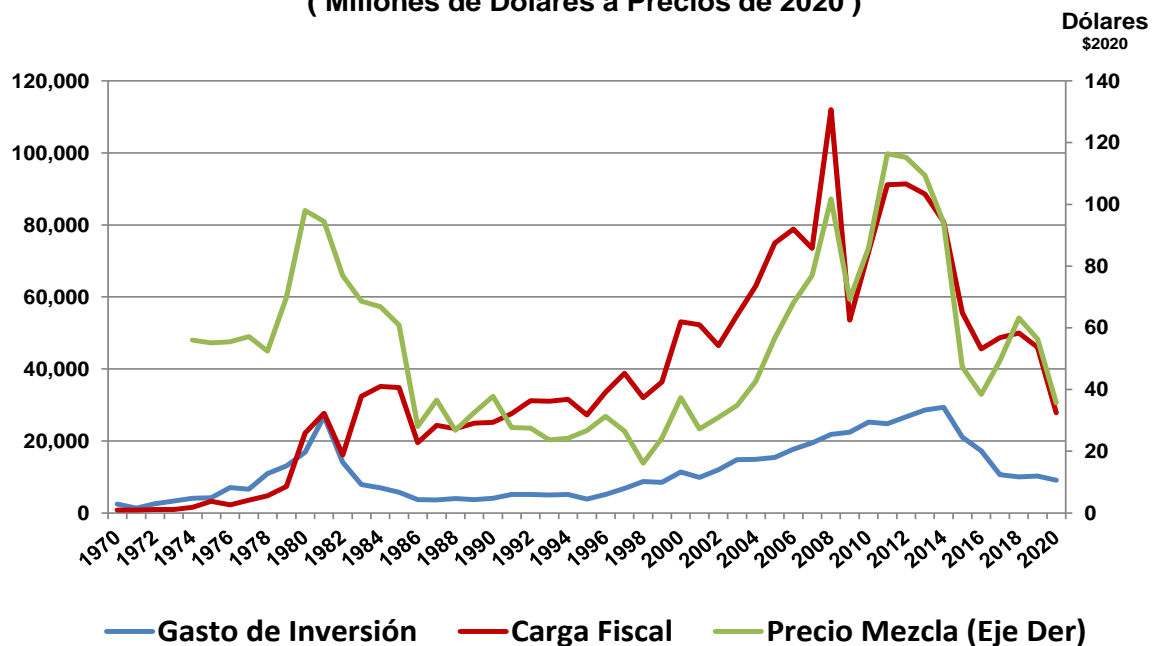
## GASTO DE INVERSIÓN Y CARGA FISCAL DE PEMEX

( Millones de Pesos a Precios de 2020 )

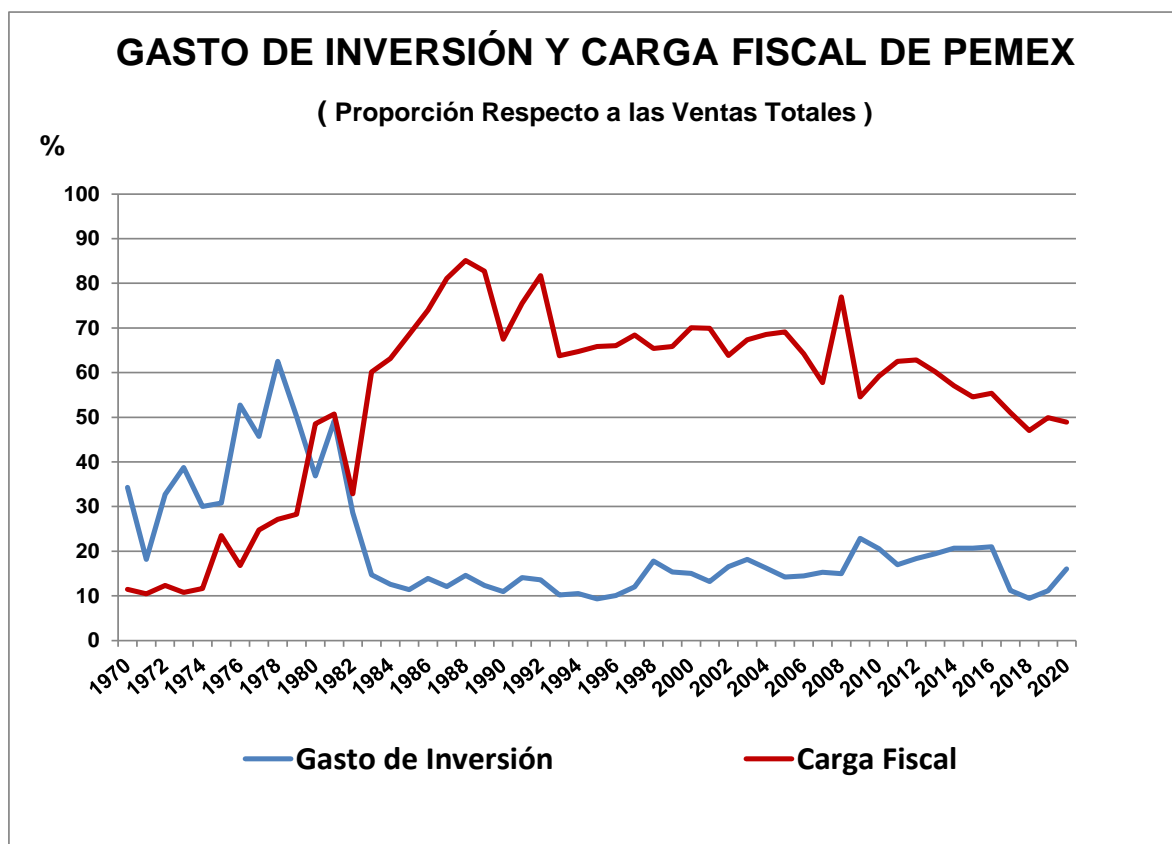


## GASTO DE INVERSIÓN Y CARGA FISCAL DE PEMEX

( Millones de Dólares a Precios de 2020 )



Fuentes: Memorias de Labores e Informes Financieros de PEMEX



Fuentes: Memorias de Labores, Anuarios Estadísticos e Informes Financieros de PEMEX

Nota metodológica: Para el cálculo de los valores en pesos a precios constantes de 2020 se utilizó el índice nacional de precios al consumidor. En el caso de los valores en dólares a precios constantes de 2020, se aplicó primero el tipo de cambio para la conversión a dólares y después el índice de precios al consumidor de Estados Unidos.

Si visualizamos la operación actual de PEMEX bajo un contexto de “normalidad operativa”, excluyendo los efectos negativos temporales de la pandemia en los niveles de ventas e importaciones, podemos observar los elementos que conducen a su precaria situación financiera.

Del total de sus ventas en el mercado nacional y en el exterior, PEMEX tiene que destinar alrededor del 30% a la importación de productos para su reventa en el país, de manera que su actividad productiva genera alrededor del 70% de las ventas. Por su parte, la carga fiscal absorbe el 50% de las ventas totales, lo que deja un margen de apenas 20% para cubrir los gastos de operación, las inversiones y las obligaciones financieras.

Si además tenemos en cuenta que los gastos de operación representan alrededor de un 10% de las ventas totales, no queda más que un margen raquítrico de 10% para inversión y demás gastos, muy por debajo de lo que PEMEX requiere para desarrollar sus capacidades productivas y cubrir sus obligaciones financieras.

Considerando un escenario en el que el precio del petróleo de exportación se mantenga en alrededor de 60 dólares por barril en los próximos años, que es equivalente al precio actual, si no se reduce la carga fiscal a un nivel máximo de 30% respecto a las ventas totales, no habrá forma de disponer de recursos para financiar las inversiones requeridas para un verdadero rescate productivo de PEMEX, que podría implicar tres veces más recursos que los destinados actualmente a este fin. Si además queremos proceder al rescate financiero del organismo, se tiene que reducir aún más la carga fiscal para generar el margen que permita cubrir las obligaciones derivadas de los vencimientos de deuda y los gastos financieros asociados.

Partimos del hecho de que PEMEX tiene restringido su acceso al financiamiento en el mercado internacional, derivado de la reciente degradación que sufrió en su calificación crediticia, lo que reduce las posibilidades de conseguir créditos en términos aceptables para financiar sus proyectos de inversión, tal como era la práctica común en el pasado. La degradación de la calificación crediticia de PEMEX es resultado de la percepción correcta que existe en los mercados financieros de que PEMEX se encuentra sobreendeudada, descapitalizada y enfrenta dificultades para cumplir con el pago de sus obligaciones financieras, en virtud de que no dispone de un margen financiero que lo permita, aunque cuenta con el aval de facto del Gobierno.

Aunado a lo anterior, el Gobierno actual ha manifestado en múltiples ocasiones su aversión a un mayor endeudamiento público, lo que aleja aún más la posibilidad de pensar en una solución que considere el financiamiento como complemento a los esfuerzos fiscales del Gobierno Federal.

Y es aquí donde llegamos al meollo del asunto, pues la excesiva carga fiscal de PEMEX no es más que una consecuencia directa de la baja recaudación fiscal del Gobierno Federal en la actividad económica del país, en particular por la muy reducida recaudación del impuesto sobre la renta en el conjunto de empresas que integran los sectores industrial, comercial y bancario, principalmente.

Este problema es sobrada y largamente conocido tanto en el país como en el exterior, pero se enfrenta a muchos obstáculos para su solución, pues se deriva de uno de los dos elementos esenciales que adoptó el Gobierno a partir de 1983 para promover la transformación económica del país, de una economía basada en el mercado interno y en la inversión pública y privada nacional, a una economía sustentada en la inversión extranjera y orientada al mercado externo. El otro elemento esencial que se utilizó como promotor de la inversión externa es el relativo a la abundante mano de obra calificada y barata, que resultó del rápido y drástico proceso de reducción de los salarios y del mercado interno implementado desde el inicio del periodo “neoliberal”.

Es obvio que el Gobierno actual se enfrenta a un reto monumental en este respecto, y es entendible que no pretenda realizar las acciones que se requieren para avanzar hacia una solución de fondo y de manera sostenible de la problemática salarial y fiscal que padece el país.

Siendo así, es obvio que los resultados de la tarea de rescatar a PEMEX serán modestos durante la actual administración, pues irremediamente seguiremos enfrentado una enorme escasez de recursos que limitará drásticamente el rescate productivo y financiero del organismo, excepto si por alguna circunstancia no previsible en el futuro próximo los precios del petróleo en el mercado internacional vuelven a aumentar sustancialmente.

En suma y en lenguaje llano y coloquial, si queremos lograr grandes resultados tenemos primero que destinar grandes recursos a este fin, así de sencillo. Si destinamos pocos recursos entonces los resultados serán modestos, así de sencillo. No hay de otra.

El problema del Gobierno actual es que se encuentra entrampado en la ilusión de lograr grandes resultados con muy pocos recursos.

No obstante lo anterior, es conveniente precisar los elementos básicos más importantes que, a nuestro juicio, debe comprender un verdadero rescate productivo y financiero de PEMEX, que sin duda trascendería al actual sexenio, entre los que debemos considerar los siguientes:

- Detener la caída de la producción de petróleo crudo mediante el desarrollo de nuevos campos con potencial productivo inmediato, lo cual parece que ya se logró en 2020 y puede mantenerse en 2021, pero más adelante podría resultar insuficiente debido a la declinación de muchos campos actualmente en explotación.
- Intensificar las actividades de exploración y desarrollo de nuevos campos petroleros convencionales con mayor potencial dentro de las áreas exclusivas asignadas a PEMEX, con miras a sostener el nivel de producción de petróleo en los años subsecuentes.
- Replantear el destino de las áreas petroleras ya asignadas a los particulares a través de los 103 contratos suscritos, manteniendo los contratos que presentan avances y perspectivas aceptables y, de ser factible, dar por terminados aquéllos cuyos resultados son escasos o nulos, lo cual permitiría regresar al Estado las áreas no desarrolladas para su futura reasignación a PEMEX. Estas áreas son indispensables para el propósito de incrementar la producción petrolera en forma sostenible y rentable aún con los niveles de precios actuales.

- Realizar las acciones conducentes a la preparación de PEMEX en los ámbitos tecnológico y operativo, para emprender la explotación de manera sustentable y ambientalmente responsable de los grandes recursos petroleros que disponemos en yacimientos no convencionales (lutitas) y en aguas profundas, una vez que las circunstancias lo ameriten y las condiciones lo permitan. El desarrollo de estos recursos petroleros conlleva costos más elevados que los asociados a los yacimientos convencionales.
- Encontrar una solución tecnológica y económicamente viable para la separación del nitrógeno y el gas natural en los complejos de Cantarell y Ku-Mallob-Zaap, a efecto de aprovechar los grandes volúmenes de gas natural que se encuentran atrapados en la problemática generada por la inyección de nitrógeno en dichos complejos. (La planta de separación de nitrógeno instalada recientemente para procesar el gas contaminado de Ku-Maloob-Zaap, no ha podido operar debido al alto contenido de nitrógeno en el gas que se extrae del yacimiento).
- Readecuar el esquema de operación de las seis refinerías existentes alimentándolas con el tipo de petróleo crudo más apropiado a cada una de ellas, de modo que puedan operar de manera eficiente para maximizar la producción de destilados ligeros (gasolinas y diésel principalmente) y minimizar la generación de productos residuales. Esto conlleva a la necesaria importación de petróleo crudo ligero, que se compensaría con la reducción de las importaciones de gasolinas y diésel y una mayor exportación de crudo pesado. Es importante también concluir los proyectos de reconfiguración en curso.
- Concluir la construcción de la nueva refinería en Dos Bocas de la mejor forma posible en términos de tiempo y costo, para que contribuya de manera efectiva al propósito de reducir las importaciones de gasolinas y diésel. Si su construcción no culmina de manera exitosa, se tornaría en un lastre más que afectaría el rescate de PEMEX.
- Readecuar el esquema de operación de los principales complejos petroquímicos, a efecto de posibilitar su funcionamiento con una carga de insumos diversificada y de importación complementaria, que permita superar en lo más posible las limitaciones existentes en el suministro de etano y demás insumos.
- Por último, lo más importante y urgente, reducir la carga fiscal de PEMEX a un nivel que permita generar el margen requerido para incrementar significativamente las inversiones, conforme lo demande el rescate productivo y la sustentabilidad a futuro de la actividad petrolera, al mismo tiempo que se posibilita el pago de las obligaciones financieras y la recapitalización del organismo, sin lo cual no se podrá llevar a cabo el rescate financiero de PEMEX.

Es pertinente señalar que para el tema del gas natural no se plantean acciones específicas, no por omisión o por considerar que no es un asunto relevante, sino porque el gas natural en nuestro país es una cuestión intrínsecamente relacionada con el petróleo, pues las principales reservas ya sea en desarrollo o por desarrollar se encuentran en yacimientos de petróleo y gas asociado, de manera que los logros que se alcancen en materia petrolera aplican también al gas natural.

Contamos con reservas importantes de gas natural, particularmente en las cuencas de Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla, pero la mayor parte de estas reservas forman parte del universo de recursos no convencionales, por lo que su explotación presenta complejidades técnicas y perspectivas poco atractivas en las condiciones actuales, al requerir la perforación de un gran número de pozos de baja productividad y el empleo de las técnicas de fracturación hidráulica muy cuestionadas por sus implicaciones ambientales.

En virtud de lo anterior, las perspectivas del gas natural son muy limitadas en lo que a producción se refiere, especialmente en el corto y mediano plazo, lo cual implica que la elevada dependencia del suministro de gas natural de importación de los Estados Unidos continuará, irremediablemente, durante un horizonte de tiempo indeterminado, y sólo podrá reducirse dicha dependencia cuando le entremos a fondo al desarrollo de los recursos petroleros no convencionales de manera responsable y sustentable, así como al de los recursos convencionales ubicados en aguas profundas del Golfo de México de mayor complejidad tecnológica.



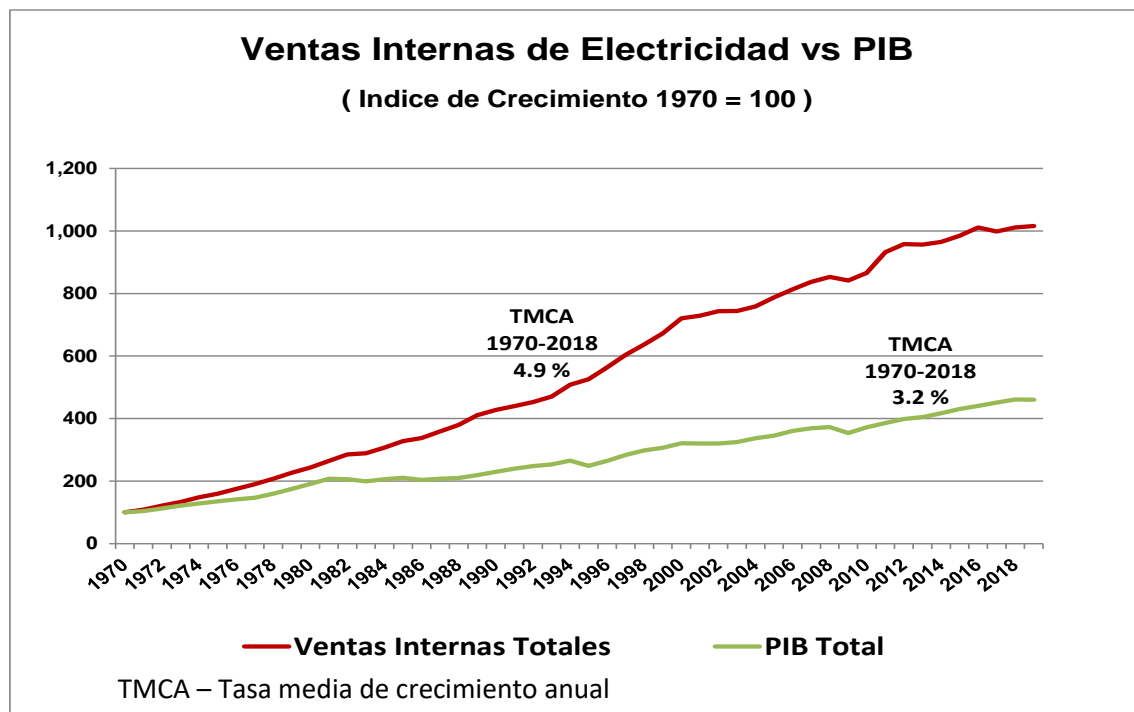
## Implicaciones del Rescate de CFE

Es fundamental observar en primer término que la evolución de CFE a lo largo de las cinco décadas pasadas es sumamente diferente a la evolución de PEMEX, aunque en algunos aspectos se presenten semejanzas. Y esto ha sido así por la naturaleza misma del sector eléctrico y del servicio que presta a la sociedad en su conjunto.

Es imperativo que el sector eléctrico vaya por delante del desarrollo económico y social de un país, pues su rezago se torna siempre en un obstáculo que frena el avance de las actividades productivas, económicas y sociales. Y el caso del sector eléctrico en nuestro país no puede ser diferente.

Por consiguiente, la evolución del sector eléctrico nacional ha estado enmarcada por el desempeño de la economía y el crecimiento de la población, bajo una constante que radica en una presencia cada vez mayor de la energía eléctrica en las actividades productivas, económicas y sociales.

Para ilustrar lo anterior, en la gráfica siguiente se muestra el crecimiento registrado en las ventas de energía eléctrica a nivel nacional durante el periodo de 1970 a 2018, a una tasa media anual de 4.9%, en comparación con el crecimiento del Producto Interno Bruto con una tasa media anual de 3.2% en dicho periodo.



Fuentes: Secretaría de Energía, Comisión Federal de Electricidad y Banco de México

Refiriéndonos al periodo que nos ocupa, por mucho tiempo se mantuvo invariante el principio rector del desarrollo de CFE, como columna vertebral del sector eléctrico nacional, según lo dispuesto en el Artículo primero de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica promulgada en 1975, que a la letra dice:

“Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos materiales que se requieran para dichos fines”.

Bajo este principio rector, el Estado promovió el fortalecimiento de CFE como empresa pública encargada de la prestación del servicio público de energía eléctrica, y le posibilitó los medios para que avanzara por delante de los requerimientos de la economía y la sociedad.

Quedaron plasmados también los elementos que han regido la operación y el desarrollo de CFE hasta la fecha, en los términos siguientes:

“Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio eléctrico, ...”

Este objetivo se ha logrado, en el corto plazo mediante el despacho económico de carga, y en el largo plazo a través del esquema de planeación de CFE.

Con estos principios y elementos rectores, mismos que han permanecido prácticamente invariantes hasta la fecha, con algunas excepciones que abordaremos más adelante, CFE se abocó a desarrollar sus capacidades de generación, transmisión y distribución, bajo el esquema de un sistema eléctrico integrado e interconectado a nivel nacional, y con el propósito manifiesto de abastecer la demanda creciente de electricidad de la mejor forma posible y lograr además la electrificación total del país.

De 1970 a 1990, se instaló un gran número de centrales termoeléctricas en base a combustóleo, para aprovechar la creciente oferta de este combustible residual de bajo costo proveniente de las nuevas refinerías de PEMEX, pero se avanzó también en la diversificación del parque de generación, mediante la instalación de centrales hidroeléctricas, carboeléctricas, geotérmicas y una nuclear.

Los primeros intentos de modificar el esquema de funcionamiento del sector eléctrico nacional se presentaron en el sexenio de 1988 a 1994. Se pretendía abrir primero la actividad de generación a la participación privada, para avanzar después hacia una apertura más amplia que abarcara las actividades de distribución y comercialización, lo que implicaba eliminar la exclusividad del Estado en estas actividades.

Cabe señalar que durante la década de los ochenta se dio paso a la modalidad del autoabastecimiento de energía eléctrica, lo cual no se considera en sí misma una apertura a la participación privada, ya que se trata de electricidad generada para usos propios y no para el servicio público..

La apertura de la generación se instauró propiamente mediante la reforma legal aprobada en 1992, que permitió la generación eléctrica por parte de particulares mediante la modalidad de Producción Independiente de Energía para su venta exclusiva a CFE, a través de contratos de largo plazo celebrados con empresas privadas y otorgados mediante procesos de licitación pública.

Si bien esta apertura infringía los ordenamientos legales y constitucionales vigentes, el Gobierno se las arregló para que no pareciera ilegal y se pudiera avanzar en su implementación, la cual arrancó hasta 1997, con la celebración del primer contrato de producción independiente de energía para la instalación de una central de ciclo combinado en la península de Yucatán.

En paralelo, el Gobierno constituyó un grupo de trabajo para analizar y establecer una política nacional de combustibles con un horizonte de largo plazo, coordinado por la Secretaría de Energía y en el cual participaron PEMEX y CFE, y del cual emanó una estrategia orientada hacia la utilización prioritaria del gas natural como combustible para la generación eléctrica, sobre la base de que el gas natural representaba la mejor opción para el crecimiento futuro de la generación.

Lo que siguió fue un proceso acelerado de licitación de centrales de ciclo combinado bajo la modalidad de producción independiente de energía, con capacidades, especificaciones y sitios previamente definidos por CFE, en las que CFE asumía la responsabilidad del suministro del combustible. Este último aspecto se modificó más adelante, pues en algunos casos la responsabilidad del suministro del combustible quedó a cargo de los productores independientes.

La modalidad de producción independiente de energía atrajo el interés de muchos inversionistas extranjeros, de manera que se contó con una participación muy amplia en los procesos de licitación, sin duda muchos de ellos atraídos por la expectativa de una próxima apertura del mercado eléctrico nacional.

Es importante señalar al respecto que la apertura del mercado eléctrico nacional estaba contenida en la iniciativa de reforma constitucional del sector eléctrico que presentó el Gobierno al poder legislativo en 1999, la cual no prosperó al enfrentar una amplia oposición de los legisladores a las reformas propuestas.

Aun así, las licitaciones de centrales de ciclo combinado bajo la modalidad de producción independiente prosiguieron, en algunos casos con una menor participación y en otros con escasa participación, lo que provocó que algunas licitaciones se declararan desiertas y se tuvieran que convocar de nuevo.

El principal problema que empezó a afectar los procesos de licitación, además de la expectativa fallida de apertura del mercado, fue el derivado del abasto cada vez más insuficiente de gas natural por parte de PEMEX. En este contexto, CFE adoptó una estrategia para incrementar el abasto de gas natural de importación, para lo cual se procedió a contratar con particulares la instalación de terminales de gas natural licuado en las costas del Golfo y del Pacífico, así como la construcción de varios gasoductos para suministrar gas de importación a varias zonas del norte y centro del país, aprovechando la amplia disponibilidad de gas natural de bajo costo que generó la explotación de los yacimientos de lutitas en Estados Unidos.

De esta manera, CFE se convirtió en el principal importador de gas natural en el país. También le permitió avanzar en una estrategia de sustitución de combustóleo por gas natural en un gran número de centrales convencionales, generando grandes beneficios al aprovechar un combustible de mucho más bajo costo y menor impacto ambiental.

En suma, a la fecha se cuenta con 32 productores independientes de energía, 26 de ellos operan con centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural como combustible y los seis restantes operan con centrales eólicas. En conjunto, estas centrales aportan alrededor del 35% del total de la energía eléctrica que dispone CFE para cubrir la demanda del servicio público de energía eléctrica del país.

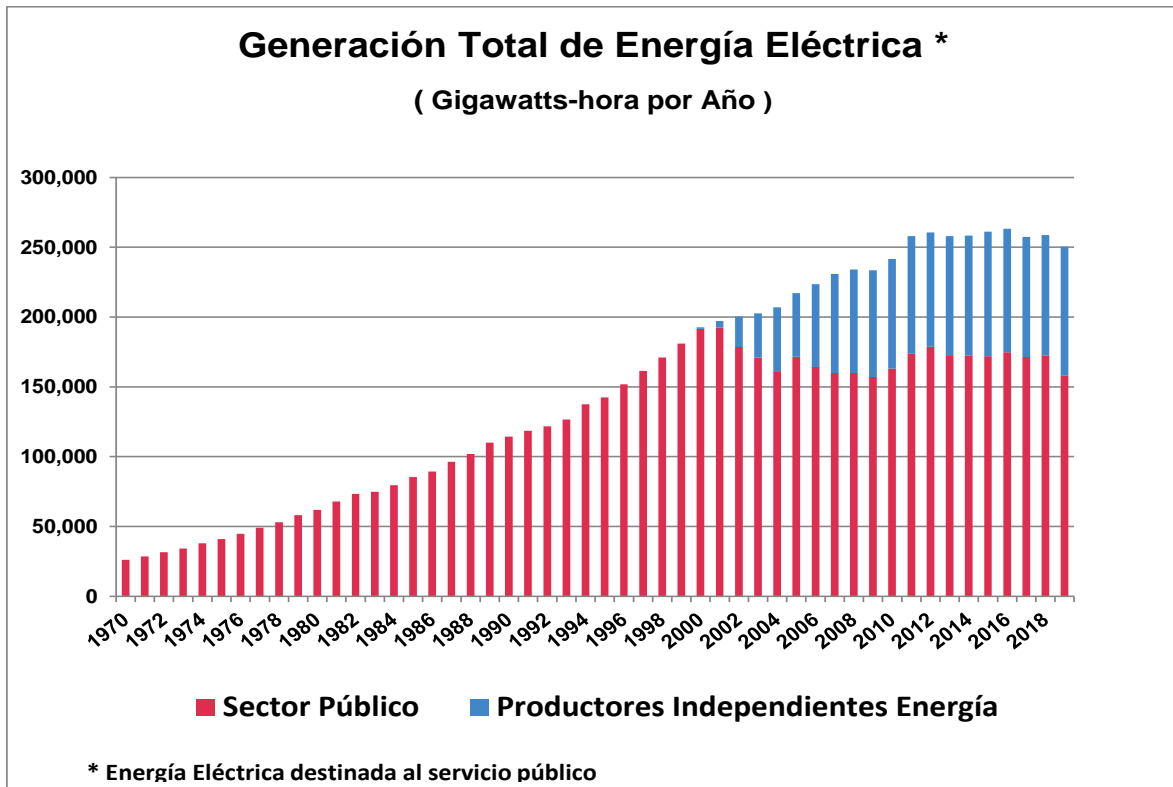
En la práctica, las centrales de los productores independientes operan como si fueran centrales arrendadas por CFE, ya que están sujetas al despacho económico de carga y compiten con las demás centrales de CFE. La electricidad que producen conforme al despacho de carga es entregada exclusivamente a CFE para su destino al servicio público. El pago a los productores independientes comprende cargos fijos mensuales por concepto de capacidad, operación y mantenimiento, y cargos variables por concepto de combustibles, operación y mantenimiento, los primeros asociados a la capacidad disponible y los últimos asociados a la energía generada.

Las centrales de ciclo combinado operan con una eficiencia térmica mucho mayor que la de las centrales termoeléctricas convencionales, lo cual aunado al bajo precio relativo del gas natural, trae como resultado costos de generación más bajos en relación con los demás combustibles fósiles, siendo la diferencia moderada respecto al carbón pero sumamente elevada respecto al combustóleo y el diésel.

Por lo anterior, el despacho económico de carga, en el que participan todas las centrales que operan con combustibles fósiles, tiende por lo general a poner a las centrales de ciclo combinado en los primeros lugares del orden de despacho, y cumplir así con el imperativo legal de aprovechar en el corto plazo la generación de más bajo costo para CFE.

En el cuadro a continuación se presenta la evolución de la generación total de energía eléctrica destinada al servicio público durante el periodo de 1970 a 2018, diferenciando

la que proviene de las centrales de CFE (incluyendo las de la extinta LyFC) y la correspondiente a los productores externos de energía.



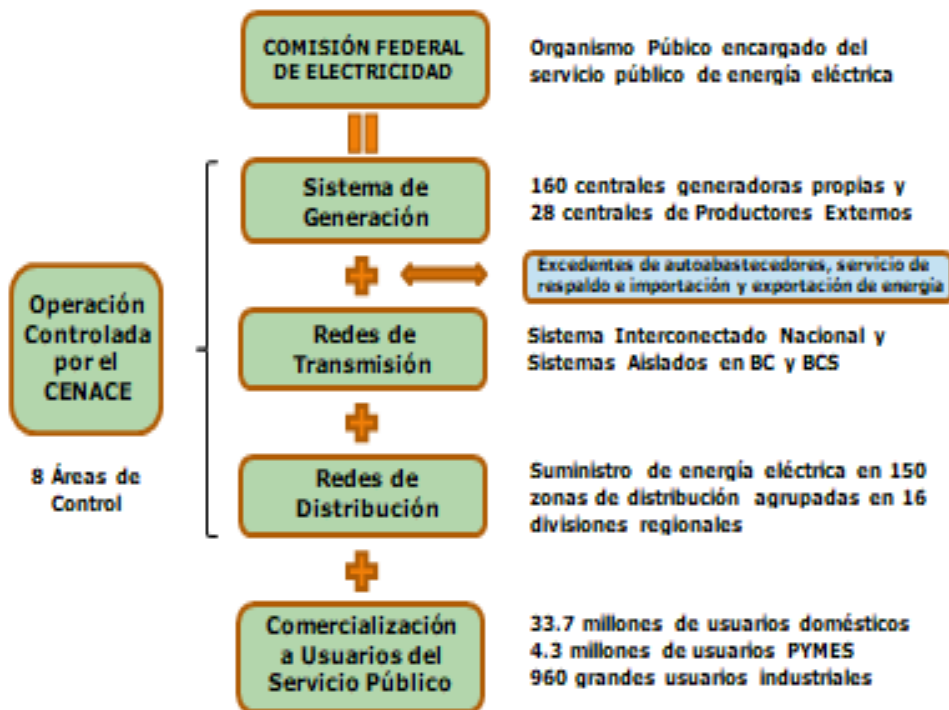
Fuentes: Secretaría de Energía y Comisión Federal de Electricidad

Si además de las centrales de los productores independientes consideramos también las centrales de CFE que operan con gas natural, resulta entonces que más de la mitad del parque de generación destinado al servicio público emplea gas natural como combustible. Lo anterior conlleva riesgos para el funcionamiento del sector eléctrico, en virtud de la elevada dependencia del gas natural de importación, pero al mismo tiempo ofrece grandes beneficios debido al bajo precio relativo que prevalece en el suministro de importación.

En los próximos dos o tres años esta situación de dependencia prevalecerá y tenderá a aumentar, debido a la entrada en operación de nuevas centrales de ciclo combinado y una sustitución más amplia de combustóleo por gas natural en las termoeléctricas convencionales.

Abordemos ahora la reforma del marco constitucional y legal del sector eléctrico que se implantó al inicio del sexenio pasado. Para efectos comparativos, a continuación se presenta de manera esquemática la estructura del sector eléctrico previo a la reforma.

## SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (INTEGRADO EN FORMA VERTICAL Y HORIZONTAL)



El propósito básico de la reforma era cambiar esta estructura integrada cuyo eje central era el servicio público de energía eléctrica, por un modelo fragmentado y organizado en torno al mercado, relegando el servicio público a un segundo plano.

### Reforma del Sector Eléctrico aprobada en 2013 - 2014

La reforma se abocó a modificar radicalmente la estructura y funcionamiento del sector eléctrico, para transitar hacia un nuevo modelo basado en los siguientes aspectos:

- Separación de las actividades de la industria eléctrica en forma vertical y horizontal. La separación vertical abarca los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y será una separación contable, operativa, funcional y legal. Se establece también la separación horizontal de los

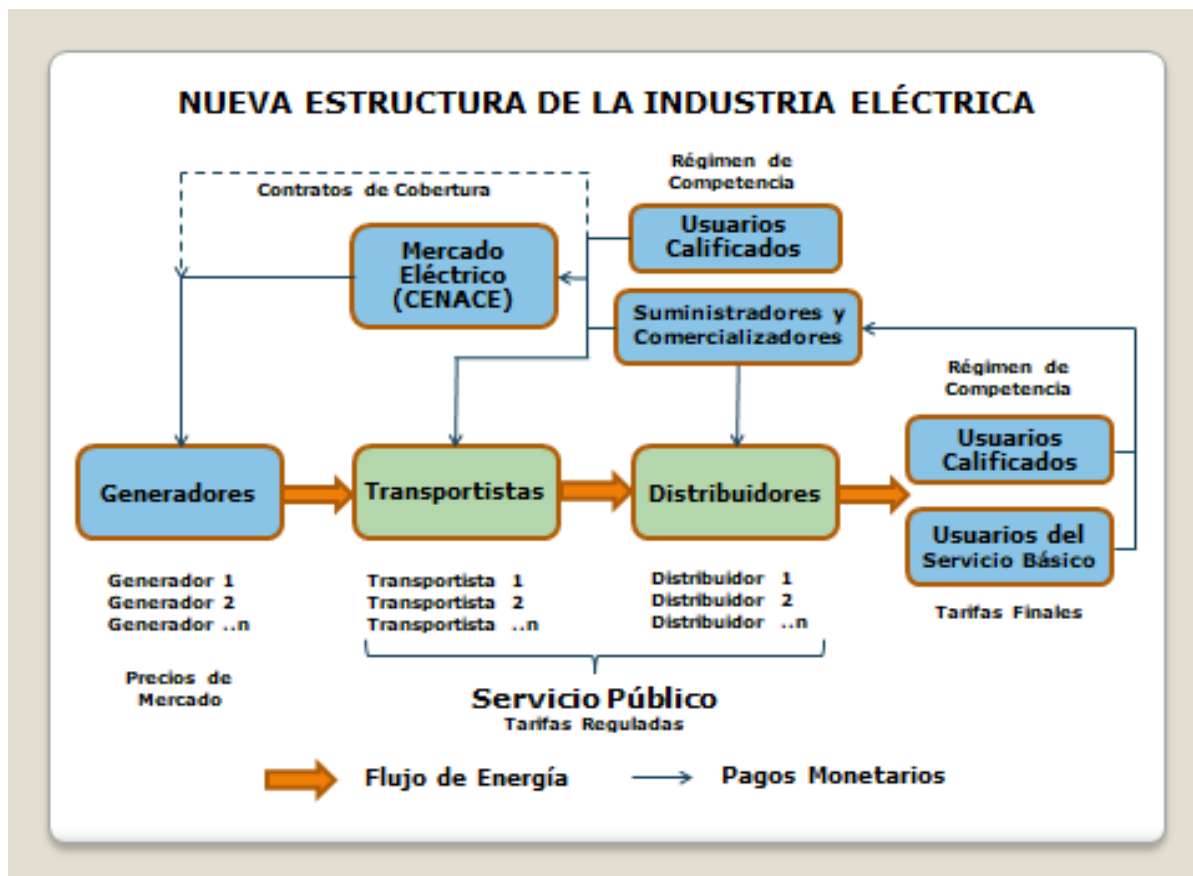
procesos de generación y distribución, para posibilitar la concurrencia de diferentes empresas en cada segmento.

- CFE deja de actuar de manera integrada y las operaciones quedan a cargo de empresas subsidiarias y filiales.
- La generación y comercialización de energía eléctrica dejan de tener el carácter de servicio público y se realizarán en un régimen de libre competencia. El servicio público de energía eléctrica queda limitado a los servicios de transmisión y distribución.
- El control operativo del sistema eléctrico nacional queda a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que se convierte en organismo público para que opere en forma independiente de CFE y sus empresas subsidiarias.
- La planeación del Sistema Eléctrico Nacional deja de estar en manos de CFE y será realizada directamente por la Secretaría de Energía.
- Se establece el Mercado Eléctrico Mayorista, cuya operación estará a cargo del CENACE. En el mercado eléctrico participarán Generadores, Suministradores, Comercializadores y Usuarios Calificados para realizar la compraventa de energía eléctrica y otros productos asociados. Las transacciones que se realicen en el mercado eléctrico serán liquidadas a través del CENACE, quien establecerá los términos y precios respectivos.
- Los participantes del mercado eléctrico podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica, en los que se pacten operaciones de compraventa a futuro, las cuales solo tendrán que ser informadas al CENACE.
- Los Usuarios Calificados con demanda mayor a tres MW y un MW a partir del tercer año, podrán adquirir la energía eléctrica directamente en el mercado o a través de algún Suministrador. El resto de los usuarios finales recibirán la energía eléctrica solo a través de Suministradores, cuyas tarifas serán establecidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). El suministro de energía eléctrica queda restringido a una actividad meramente de comercialización.
- Los Suministradores deberán adquirir la energía eléctrica a través del mercado eléctrico o directamente de los Generadores mediante los Contratos de

Cobertura, y deberán contratar los servicios de Transportistas y Distribuidores para hacer llegar la energía a los usuarios.

- Los Transportistas y los Distribuidores deberán prestar sus servicios en términos de acceso abierto y operarán bajo tarifas reguladas por la CRE.

A continuación se presenta un esquema simplificado de este nuevo modelo.



Si bien la reforma no contempló de manera explícita la privatización del sector eléctrico, es obvio que el desmembramiento de CFE abrió la posibilidad de una futura privatización en las áreas de generación y suministro, las cuales dejan de formar parte del servicio público de energía eléctrica.

Bajo este nuevo marco constitucional y legal, el Gobierno procedió a la instrumentación de la nueva estructura y en 2016 se abocó al establecimiento del mercado eléctrico mayorista, el cual quedó a cargo del CENACE como operador independiente del mercado. En 2017 se llevó a cabo la separación vertical de las actividades de



generación, transmisión, distribución y comercialización y la creación de las empresas subsidiarias y filiales de CFE.

La separación horizontal se efectuó parcialmente, ya que se enfocó fundamentalmente al área de generación, mediante la creación de seis empresas subsidiarias de CFE, una de las cuales quedó a cargo de la administración de los contratos celebrados con los productores independientes de energía. Se realizó una repartición inicial de las centrales generadoras que resultó inadecuada y tuvo que ser replanteada posteriormente.

El despacho del parque de generación de CFE (incluyendo a los productores independientes) continuó a cargo del CENACE y no sufrió cambios.

Las actividades de transmisión y distribución de CFE quedaron a cargo de dos empresas subsidiarias, una para cada actividad. En cuanto al suministro de CFE, se procedió a la creación de una sola empresa subsidiaria encargada del suministro básico y una empresa filial para el suministro a usuarios calificados.

Después de un largo periodo de prueba, el mercado eléctrico mayorista empezó a funcionar en 2016 y fue incorporando paulatinamente a los distintos participantes, pero la mayor parte de las operaciones de compra-venta de electricidad se fueron concertando fuera del mercado mediante los contratos de cobertura celebrados entre las empresas de generación y suministro subsidiarias de CFE.

Se transfirió a la CRE la función de fijar las tarifas eléctricas, que antes estaba en manos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, pero la CRE cometió graves errores en el ejercicio de esta función que obligaron al Gobierno a intervenir de nuevo para su corrección.

Por consiguiente, la reestructuración antes citada modificó muy poco el funcionamiento operativo de CFE y mantuvo prácticamente sin cambio el suministro eléctrico al grueso de sus usuarios, a través de la empresa suministradora del servicio básico.

El principal cambio se dio en el suministro a los grandes usuarios calificados, quienes optaron ya sea por adquirir la energía directamente en el mercado mayorista, o a través de algún suministrador de los más de cincuenta que se han constituido, incluyendo entre ellos a la filial suministradora de CFE que cubre más de la mitad de este segmento del mercado.

La separación vertical de las actividades del sector eléctrico no constituye en sí misma un gran cambio, siempre y cuando siga manteniéndose una coordinación eficiente de las actividades, para lo cual la administración corporativa juega el papel fundamental.

Es importante observar que la separación horizontal de la generación en las seis empresas subsidiarias de CFE no aporta beneficio alguno a esta actividad, y si introduce una complejidad innecesaria en el manejo, control y administración de la infraestructura de generación. La extensa reasignación de centrales realizada en 2019, que abarcó una tercera parte del parque de generación, es señal evidente de que esta separación conlleva inconvenientes y genera problemas que antes no existían.

En suma, la reforma eléctrica aplicada el sexenio pasado afectó poco la operación del sector eléctrico nacional y mantuvo en lo esencial la prestación del servicio público de energía eléctrica en manos del Estado. La introducción del mercado eléctrico mayorista podría verse a simple vista como una afectación en detrimento del servicio público, pero también podría verse como una opción complementaria al servicio público para aquellos particulares que estén dispuestos a correr los riesgos que implica el mercado, siempre y cuando no repercuta en detrimento del interés de los usuarios atendidos por el servicio público.

La citada reforma eléctrica, al igual a la que se aplicó en la industria petrolera, se sustentó en una argumentación engañosa plagada de verdades a medias y mentiras flagrantes. En el caso de la industria eléctrica se argumentó la ineficiencia de CFE como causa principal de las altas tarifas eléctricas que prevalecían en los sectores industrial y comercial, justificando así la apertura al capital privado y la introducción del mercado como los ejes rectores del nuevo modelo, cuya instrumentación abarcaría más de un sexenio.

Veamos ahora los principales problemas reales que han afectado la operación y las finanzas de CFE a lo largo de varias décadas, y que han incidido sobre todo en las tarifas eléctricas y en la precaria situación financiera del organismo. Cabe señalar que estos problemas presentan actualmente un impacto mucho menor al de años pasados, en virtud de las medidas y acciones aplicadas para su corrección.

### ➤ **Impacto del precio del combustóleo**

Desde la década los noventa, se adoptó la estrategia de desarrollar las capacidades productivas del sector eléctrico mediante centrales de ciclo combinado que operan con gas natural, por su mayor eficiencia y menor costo de generación, y más adelante se incorporó un proceso de sustitución gradual y progresiva de combustóleo por gas natural en las centrales termoeléctricas convencionales, por tratarse de un combustible menos contaminante y de menor costo relativo.

En tanto se implementaba esta estrategia, el Gobierno vio la necesidad de proteger al sector eléctrico de los efectos de su alta dependencia del combustóleo de PEMEX, y aplicó un límite al precio del combustóleo vendido a CFE que se denominó “cota de gas natural”, lo que permitió que el precio del combustóleo no rebasara el precio del natural en términos energéticos equivalentes.

En 2004, el Gobierno eliminó la mencionada cota del gas y permitió que el precio del combustóleo reflejaran libremente las fluctuaciones del mercado. A partir de 2005 el precio del combustóleo empezó a incrementarse en el mercado internacional y en poco tiempo rebasó al gas natural. El pico de esta situación ocurrió en 2012, cuando el precio relativo del combustóleo llegó a ser casi siete veces superior al del gas natural. El impacto en las tarifas eléctricas industriales y comerciales fue drástico, pues estas tarifas reflejaban directamente las variaciones en los precios de los combustibles.

En la presentación de la reforma eléctrica, el Gobierno hizo caso omiso de esta situación y argumentó la ineficiencia de CFE como causa del problema tarifario.

Si bien este problema no se ha corregido aún del todo, pues el precio del combustóleo sigue siendo elevado respecto al del gas natural, el proceso de sustitución de combustóleo por gas natural ha avanzado significativamente y ha permitido reducir el impacto sobre las tarifas eléctricas. Sin duda este proceso debe proseguir y podría resultar conveniente volver a introducir la cota del gas natural.

### ➤ **Pérdidas de energía**

El problema de las pérdidas de energía se circunscribe fundamentalmente a la operación de Luz y Fuerza del Centro, pues desde su creación como organismo público centralizado en 1994 y hasta su extinción en 2009 experimentó un crecimiento extraordinario en las pérdidas de energía, al pasar de 11% a 36% en el curso de 15 años.

Este problema fue transferido a CFE en 2009 al momento que se hizo cargo de las operaciones de Luz y Fuerza del Centro, sin que el Gobierno le transfiriera los recursos requeridos para enfrentar esta situación, lo cual provocó una afectación a la situación financiera de CFE.

De 2009 a la fecha, CFE se ha abocado a reducir gradual y progresivamente las pérdidas de energía en el área de la extinta LyFC, al grado que en 2019 logró que su nivel disminuyera a 21%. Aún falta mucho que lograr en este respecto, si queremos alcanzar, como es deseable, un nivel de pérdidas de 8% acorde a los estándares internacionales en todas las áreas del sistema eléctrico nacional. Actualmente el promedio nacional es de 11%.

### ➤ **Subsidios en las tarifas eléctricas**

En el curso de la década de los ochenta, el Gobierno adoptó una política de subsidios en las tarifas eléctricas aplicadas a los usuarios domésticos, en particular a los usuarios con bajo consumo eléctrico que por lo general corresponden a los estratos de la

población de menores ingresos, y extendió más adelante el esquema de subsidios para ofrecer tarifas más bajas a las localidades del país con clima cálido, para aminorar el efecto del uso cada vez más generalizado de los sistemas de acondicionamiento de aire. Luego se adicionaron los subsidios a los usuarios de los sectores agrícola y servicios.

El problema radicó en que el Gobierno no se hizo cargo de las consecuencias de esta política y las transfirió totalmente a CFE, que tuvo que absorber con sus propios recursos el impacto de los subsidios, cuya magnitud relativa fue aumentando progresivamente y en 2015 llegaron a un nivel equivalente al 30% de las ventas totales de CFE.

Este problema quedó resuelto en 2016, gracias a la decisión del Gobierno de otorgar a CFE transferencias directas para compensar el monto de los subsidios otorgados a los usuarios.

### ➤ **Subsidio a fuentes de energía renovables**

En el marco de una estrategia nacional para combatir el cambio climático, el Gobierno emprendió a principios del presente siglo una política destinada a la promoción de fuentes de energía renovables, para lo cual se consideró pertinente y necesario otorgar una serie de apoyos directos a los inversionistas privados que instalaran generadores eólicos y solares, tal como venía ocurriendo en muchos lugares del mundo.

Sin embargo, a diferencia de otros países en donde los gobiernos asumían directamente el costo de los apoyos, en nuestro caso el Gobierno decidió que los apoyos se otorgaran a través de CFE, principalmente por medio de una tarifa de porteo extremadamente baja, que se tradujo en un subsidio a la transmisión de la energía eléctrica desde los sitios de generación hasta los lugares de consumo, a costa de las finanzas de CFE.

Esta situación se revirtió en 2020, mediante una disposición que incrementa la tarifa de porteo aplicable a las fuentes renovables.

### ➤ **Crecimiento de la deuda**

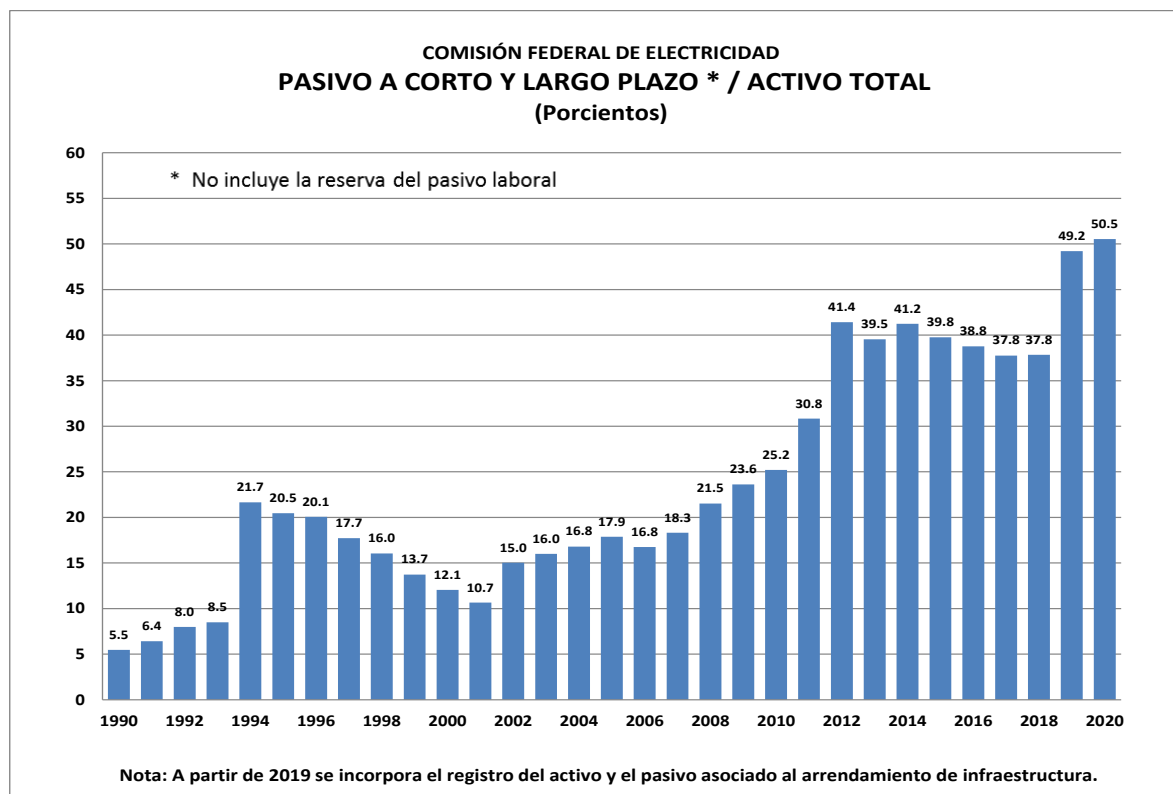
La política de subsidios antes comentada, aunada a la decisión del Gobierno de financiar el crecimiento de las capacidades productivas del sector energético a través del financiamiento crediticio, particularmente en las pasadas tres décadas, trajo como consecuencia un incremento gradual en el nivel de endeudamiento de corto y largo plazo de CFE, al grado que pasó de 6% en 1990 a 51% en 2020 en proporción a los activos totales del organismo.

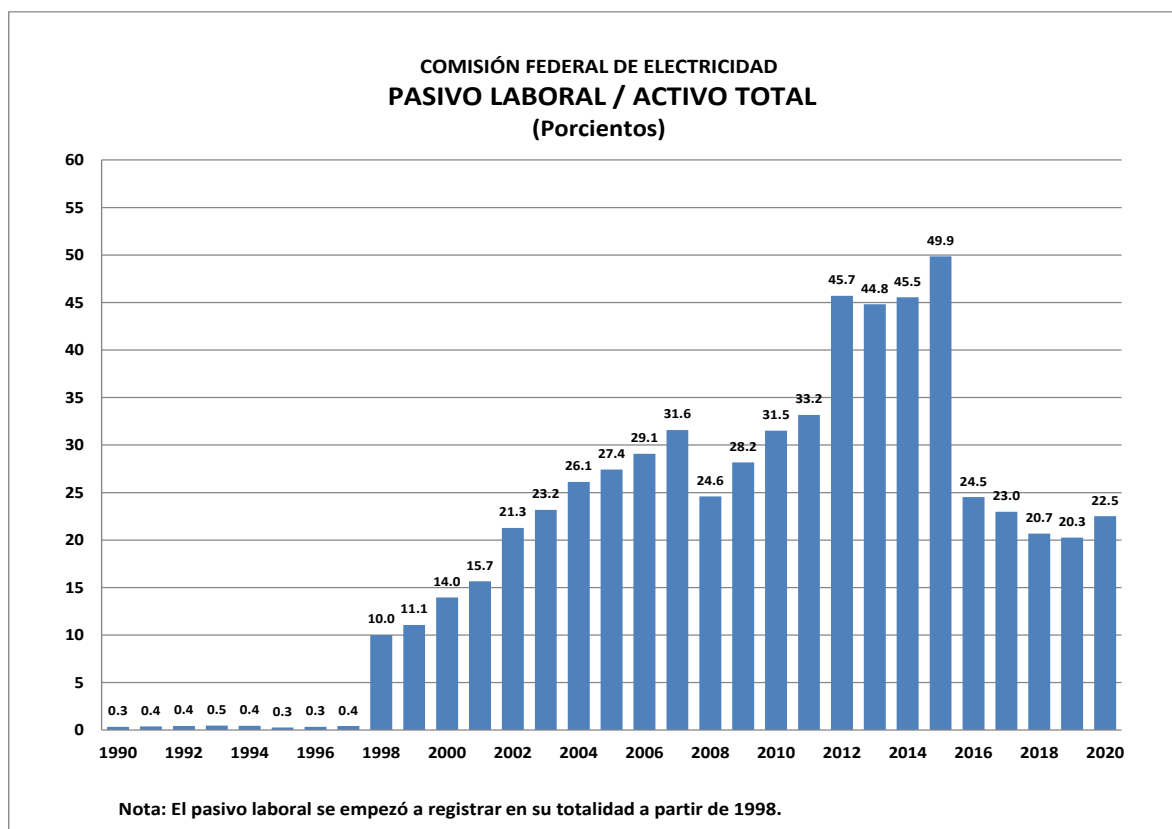
Es conveniente señalar que la incorporación a CFE de las operaciones de la extinta LyFC provocó un notable crecimiento de la deuda documentada del organismo en los años subsecuentes, al tener que recurrir a un mayor endeudamiento para cubrir el déficit de ingresos derivado de las elevadas pérdidas de energía en el área central.

Aun así, se considera que el nivel de endeudamiento de CFE se mantiene en niveles no tan críticos, muy por debajo de los que presenta PEMEX, pero es deseable que no sigan aumentando, lo cual implica empezar a destinar una mayor cantidad de recursos propios al financiamiento de las inversiones.

La situación de la deuda de CFE se torna más crítica si se consideran las obligaciones financieras derivadas del régimen de pensiones del organismo. El pasivo asociado a estas obligaciones laborales había venido creciendo a un ritmo superior al del endeudamiento crediticio, al pasar de 10% en 1998 a 50% en 2015 en proporción a los activos totales del organismo. En 2016 se llevó a cabo una reestructuración a fondo del sistema de pensiones de CFE, lo que permitió una reducción significativa en el nivel relativo del pasivo laboral, bajando a 23% en 2020 en proporción a los activos totales.

En las gráficas siguientes se presenta la evolución de los pasivos de CFE en relación a los activos totales a lo largo de las tres décadas pasadas.



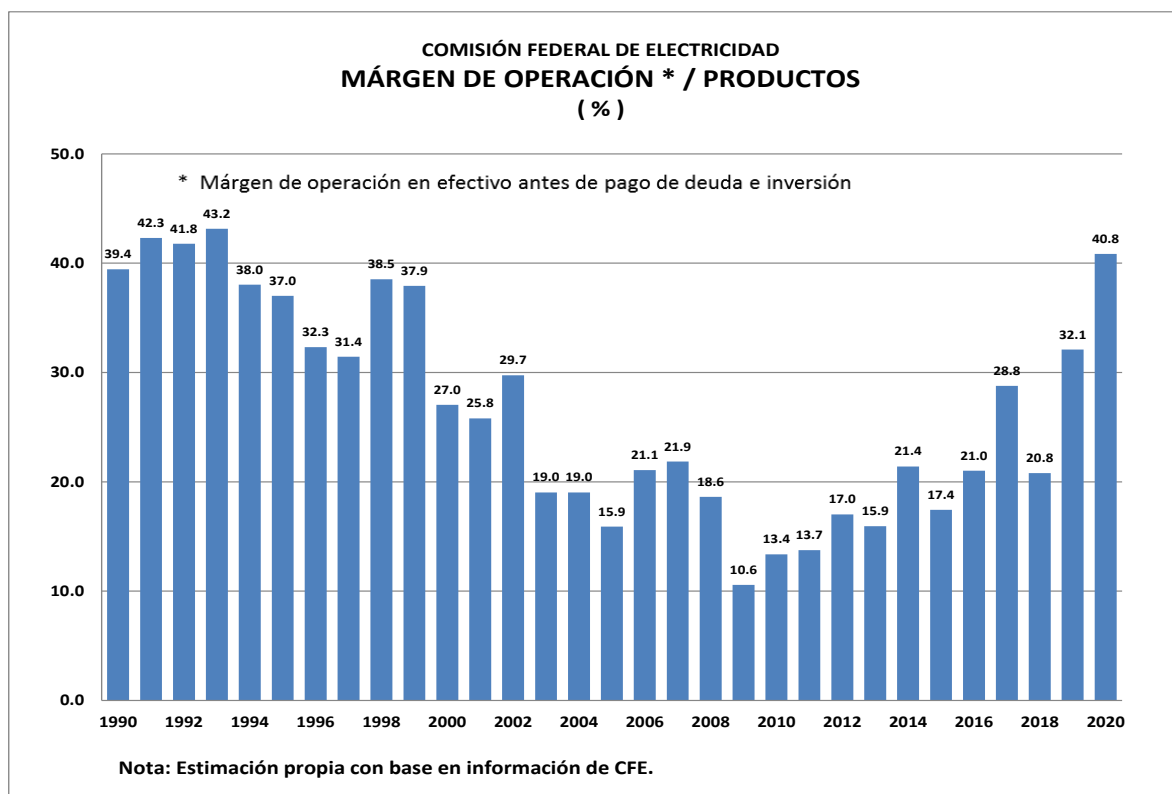


Los avances logrados en los últimos diez años en los aspectos relevantes de la problemática de CFE, resumidos en los puntos anteriores, han permitido revertir gradualmente la crítica situación financiera en que se encontraba el organismo a finales de 2009, particularmente agravada por la incorporación de las operaciones de la extinta LyFC.

La situación actual de CFE en términos financieros se puede considerar muy sólida, pues dispone ya de una capacidad de generación de recursos suficiente para cubrir sus necesidades de operación y disponer de un margen amplio para financiar sus inversiones y solventar sus obligaciones financieras.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución del margen de operación en proporción a los productos. El margen de operación se expresa en términos de efectivo y se refiere a los recursos disponibles después de cubrir todas las erogaciones en efectivo asociadas a la operación del organismo, y se presenta en proporción a los productos obtenidos por concepto de ventas incluyendo las transferencias.

El amplio margen de operación logrado por CFE en los últimos dos años es más que suficiente para financiar su programa de inversiones y cubrir sus obligaciones financieras, e incluso iniciar un proceso de desendeudamiento gradual.



## Perspectivas a corto y mediano plazo

La situación actual de CFE en términos operativos, comerciales y financieros no es óptima, pues aún padece en cierto grado los problemas antes mencionados y otros de menor impacto, pero dista mucho de la grave problemática que enfrenta PEMEX y ofrece una base más sólida para desarrollar sus capacidades al ritmo que lo demanda el crecimiento del país.

La reestructuración a fondo que sufrió el sector eléctrico nacional a raíz de las reformas constitucionales y legales introducidas en 2013 y 2014, no trastocó la esencia del funcionamiento de CFE como eje central del servicio público de energía eléctrica. CFE, con su nueva estructura corporativa conformada por empresas subsidiarias y filiales, y el CENACE ahora independiente, han continuado operando bajo el principio rector de garantizar el abasto nacional de energía eléctrica al menor costo posible y bajo condiciones de óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio eléctrico.

La introducción del mercado eléctrico mayorista en manos del CENACE no se contrapone al objetivo central del servicio público, y si posibilita una mayor flexibilidad para aquellos grandes usuarios que estén dispuestos a correr los riesgos que el mercado conlleva, en vez de optar por la seguridad que ofrece el servicio público regulado.

Por lo anterior, se considera que el servicio público puede coexistir con el mercado mayorista sin que se contrapongan el uno al otro, cada cual ofreciendo el servicio que más convenga y se adapte a las necesidades e intereses de los diferentes usuarios de la energía eléctrica. Si en el mercado surgen distorsiones, como es de esperarse, simplemente hay que corregirlas.

En este contexto, aparece ahora la nueva reforma eléctrica impulsada por el Gobierno y aprobada recientemente por el Congreso, la cual introduce nuevos elementos contradictorios, pues si bien se presenta con el propósito manifiesto de fortalecer el papel de CFE dentro del sistema eléctrico nacional, se aboca a tratar de resolver una problemática de hecho inexistente, que solo existe en el imaginario ideológico del Gobierno actual.

Y esta problemática inexistente se refiere al despacho económico de carga, del que se argumenta que ha sido manipulado corruptamente para favorecer la generación de las centrales privadas en detrimento de la generación de CFE, lo cual muestra un desconocimiento total sobre el funcionamiento real del despacho de carga y revela un enfoque sumamente ideologizado de un tema eminentemente técnico y económico.

Aquí no se trata de una pelea entre lo público y lo privado, o de la prevalencia del interés público sobre el privado en el marco de un Estado de derecho de lo cual no hay duda, sino de un problema de simple y llana falta de entendimiento.

El despacho económico de carga fue introducido por CFE en la década de los ochentas, mucho antes que aparecieran los productores independientes de energía y los generadores con fuentes renovables, como un elemento central para despachar con criterios técnicos y económicos las centrales generadoras que operan con combustibles fósiles, a efecto de lograr el objetivo de aprovechar la producción de energía que resulte de menor costo para CFE. Y este elemento central se mantuvo invariable a lo largo de casi cuatro décadas.

Cabe señalar al respecto que en el texto de las modificaciones introducidas a la Ley de la Industria Eléctrica no se reflejan los planteamientos contenidos en la exposición de motivos de la nueva reforma, de manera que las disposiciones relativas al despacho de carga en realidad se mantienen casi sin cambio, afortunadamente.

Siendo así, todo indica que no hay problema con la nueva reforma legal. Lo concerniente a la renegociación de los contratos con los productores independientes de energía y otros generadores privados, incorporada en los artículos transitorios, es un asunto que le compete a CFE y debe ser resuelto conforme a derecho. Si se demuestra que los contratos son leoninos según se argumenta, entonces hay que proceder en consecuencia, y si no se demuestra, hay que afrontar las consecuencias. Así de sencillo.



En cuanto a los permisos de autoabastecimiento, es importante comentar que en muchos casos se trata de operaciones de compra-venta entre particulares simuladas de autoabastecimiento, por lo que resulta conveniente regularizar esta situación mediante la cancelación de los permisos en los casos procedentes. Los particulares afectados tendrían que celebrar los contratos correspondientes en los términos legales aplicables en la materia.

Las empresas privadas que realicen actividades de generación y requieran del uso de la red eléctrica de CFE, deben pagar dicho uso mediante la aplicación de la tarifa de transmisión o porteo correspondiente. Si además requieren del servicio de respaldo de generación de CFE deben también pagar por ello, y este servicio se debe proporcionar sólo en los casos que resulte factible y conveniente para CFE, mediante la celebración de los contratos correspondientes.

Estos criterios son aplicables también para las empresas que generan con energías renovables. En este caso, se considera conveniente que se siga garantizando la adquisición por parte de CFE de los excedentes de energía renovable, pero bajo condiciones que resulten convenientes para las partes.

Es el momento de preguntarnos ¿qué nos depara el futuro?

El principal reto que enfrenta CFE, como cualquier otra industria eléctrica en el mundo, es el tránsito hacia una vida futura más responsable con el medio ambiente, lo que implica revertir los efectos del cambio climático, y en ello la industria eléctrica juega un papel fundamental.

La promoción del desarrollo de fuentes de generación más limpias y con recursos renovables es una tarea bajo la responsabilidad del Gobierno, y en este sentido CFE debe acatar las disposiciones y los ordenamientos que emitan las autoridades. Pero es importante que se mantenga siempre a la vanguardia para responder de la mejor forma posible a las exigencias de la Nación.

El Gobierno debe cambiar radicalmente su estrategia de promoción de las energías renovables, lo que significa dejar de utilizar a CFE como el instrumento para canalizar los apoyos que dichas energías requieren. Si se considera que los apoyos son necesarios pues el Gobierno debe afrontarlos y otorgarlos de manera directa, como ocurre en la mayoría de los países que se han abocado a esta promoción.

El principal cambio que tiene que hacer CFE y el más urgente, es cambiar su discurso. En vez de seguir echando leña al fuego de la confrontación entre lo público y lo privado, lo aconsejable es buscar y procurar los esquemas posibles de concertación, sin duda podremos avanzar más de esta manera y lograr mejores resultados, si esto es lo que queremos.

Y si alguien se pregunta sobre los esquemas posibles de concertación, podemos contestar que están en todas partes, la industria eléctrica es sin duda uno de los mejores y más amplios escenarios de concertación, ya sea que se trate de combustibles, o de infraestructura, o de mercado, en todos los ámbitos de la industria eléctrica la concertación ha sido y seguirá siendo uno de los principales elementos para el logro de buenos resultados.

Para concluir, una reflexión inquietante ¿acaso se desea que el olmo dé peras?

Lo peor que nos puede suceder es quedarnos atrapados en tratar que el olmo dé peras, no importa lo que nos esforcemos en lograrlo, al final el olmo no dará peras.

Vale la pena preguntarnos quien está atrapado en esta ilusión, el Gobierno que desea un rescate imaginario o nosotros que deseamos que el Gobierno entre en razón.