

Neoliberalismo energético. Gas y transición en México

Jordy Micheli Thirion



Jordy Micheli Thirion

Es profesor investigador del departamento de Economía de la UAM Azcapotzalco y miembro del SNII, nivel 2. En la actualidad se desempeña como coordinador de la licenciatura en Economía. Su trayectoria formativa es de ingeniería industrial (UNAM), maestría en economía (UNAM) y doctorado en diseño en la línea de estudios urbanos (UAM A). Sus campos de estudio son la economía aplicada a los sistemas socio-técnicos, la economía regional y la economía política de las transiciones energética y digital. Es autor de diversas publicaciones académicas y de divulgación. Su pagina personal es www.jordymicheli.com

Universidad
Autónoma
Metropolitana



Casa abierta al tiempo **Azcapotzalco**

Neoliberalismo energético. Gas y transición en México

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA
COLECCIÓN

BIBLIOTECA DE CIENCIAS SOCIALES Y HUMANIDADES

Neoliberalismo energético. Gas y transición en México

Jordy Micheli Thirion

Universidad
Autónoma
Metropolitana



Casa abierta al tiempo Azcapotzalco

Agradecimientos

En primer lugar, a los tres lectores anónimos cuyos comentarios me sirvieron para mejorar el texto. Gracias, colegas, por su lectura detallada y sus señalamientos puntuales.

En segundo lugar, a cuatro personas, egresadas de la carrera de Economía de la UAM Azcapotzalco, con quienes hice un gran equipo de investigación, minucioso y comprometido en economía del gas, siendo estudiantes aún y que hoy ejercen la profesión con calidad. En orden alfabético, Bruno Moreno, Eduardo Valle, Liliana Ramírez y Miriam Romero.

Y, en un tercer lugar, gracias a la energía profunda de nuestra sociedad mexicana que unió sus mejores generaciones en un nuevo compromiso histórico por el desarrollo y la soberanía. Ahora “post-neoliberalismo” significa el campo de batalla real de la economía política de la energía y su transición.

Universidad Autónoma Metropolitana

Rector General

Dr. José Antonio de los Reyes Heredia

Secretaria General

Dra. Norma Rondero López

Unidad Azcapotzalco

Rectora

Dra. Yadira Zavala Osorio

Secretario de la Unidad

Mtro. Salvador Ulises Islas Barajas

División de Ciencias Sociales y Humanidades

Director

Dr. Jesús Manuel Ramos García

Secretario Académico

Lic. Gilberto Mendoza Martínez

Jefe del Departamento de Economía

Dr. Jaime Alberto Prudencio Vázquez

Coordinador de Difusión y Publicaciones

Dr. César Daniel Alvarado Gutiérrez

Primera edición, 2025

© Universidad Autónoma Metropolitana

Unidad Azcapotzalco

División de Ciencias Sociales y Humanidades

Coordinación de Difusión y Publicaciones

Av. San Pablo 420, Edif. E, Salón 004, Col. Nueva el Rosario,

Alcaldía Azcapotzalco, C.P. 02128,

Ciudad de México, Tel. 53189109

www.publicacionesdcsh.azc.uam.mx

ISBN de la colección Economía: 978-607-477-111-4

ISBN de la obra (PDF): 978-607-28-3401-9

“El contenido de esta obra fue dictaminado por pares bajo la modalidad de doble ciego”

Se prohíbe la reproducción por cualquier medio sin el consentimiento del titular de los derechos patrimoniales de la obra.

Impreso en México / Printed in Mexico

ÍNDICE

PROLOGO	11
ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES	15
INTRODUCCIÓN	17
CAPÍTULO 1. ESTADOS UNIDOS: TRAYECTORIA HEGEMÓNICA EN LA ECONOMÍA GASÍFERA	35
CAPÍTULO 2. ECONOMÍA GASÍFERA DE MÉXICO: UNA TRAYECTORIA PRIVATISTA Y DEPENDIENTE	47
CAPÍTULO 3. LA CADENA DE GAS-ELECTRICIDAD: RENTISMO Y SOBRECAPACIDAD	65
CAPÍTULO 4. EL MARCO REGULATORIO DE LA CRE COMO INSTRUMENTO PRIVATISTA	83
CAPÍTULO 5. EL GAS LP: CRISIS DEL RELATO DEL MERCADO COMPETITIVO	107
CAPÍTULO 6. INDUSTRIA FOTOVOLTAICA: EL NACIENTE COMPLEJO INDUSTRIAL POLÍTICO	123

CAPÍTULO 7. DESPLIEGUE ENERGÉTICO Y ECONOMÍA REGIONAL: LA PENÍNSULA DE YUCATÁN.	145
CAPÍTULO 8. CRISIS, MERCADO AMBIENTAL Y PARADIGMA DEL BALANCE CERO	165
CONCLUSIONES	189

Prólogo en cuatro puntos

1.

“Countries that commit the importing large volumes of gas place the security of their energy systems partly in the hands of others, which in turn gives both suppliers and users of gas a stake in the internal political stability of one another. That is what we mean by “geopolitical of gas”—not simple an endless jockeying of global position, but also the immensely political actions of governments, investors , and other key actors who decide which gas trade projects will be built, how the gains will be allocated and how the risks of dependence on international gas trading will be managed”

David G. Victor, Amy, M. Jaffe, Mark, H. Hayes (2006)
Natural Gas and Geopolitics, p. 5

2.

“Yet, despite his animus toward energy integration, AMLO cannot escape the reality of the shale revolution. Seventeen pipelines cross the border , carrying U.S. gas into Mexico, with more to come . This means that Mexicans will continue to use U.S. natural gas to generate growing amounts of their electricity, even as AMLO seeks to return to a past when Mexico was more isolated from the global energy”

Daniel Yergin (2020)
The New Map. Energy, Climate and the Clash of Nations, p. 44

3.

México cierra el primer sexenio del post-neoliberalismo con una reconversión productiva petrolera que le permite sustituir la dependencia de ser proveedor de barriles por una estrategia de abasto nacional de gasolinas y fertilizantes. Lo cierra igualmente con una reconversión en su plataforma de producción eléctrica que le permite mantener el control público del mercado eléctrico. Los economistas le llaman desarrollo.

La economía del gas ha tenido sus batallas singulares: el abandono del neoliberalismo energético ha abierto confrontaciones, muchas aún vivas, entre los poderes público y privados, bajo el condicionamiento de la integración gasífera con Estados Unidos. En este contexto, la transición energética ha sido un resultado de la economía política energética, en una geopolítica como la descrita en 2006 y con una mirada al futuro distante de las profecías de aislamiento de 2020.

Este libro, en el año de 2024, ofrece interpretaciones de algunos nodos de esta economía política.

4.

El nuevo punto de partida, en 2025

Biden quería hacer de la transición energética el nuevo campo de acumulación para sostener a monopolios y negocios globales de Estados Unidos. No deseaba eliminar la economía de los hidrocarburos como factor clave de la dominación estadounidense. Tenía una estrategia de dos cabezas: los negocios de la transición y los del petróleo/gas, cada una mirando a puntos opuestos, pero unidos a la misma águila imperial. El *affaire* del sabotaje al gasoducto ruso Nord Stream 2 expandió el mercado europeo para el gas texano: no hay casualidades y Biden no tenía ninguna aversión a la economía de los combustibles fósiles. En este tema, no hay diferencia con Trump. La diferencia es la radicalidad con la cual el nuevo presidente de Estados Unidos llama a hacer de la energía tradicional el pivote de la hegemonía de ese país, desembarazándose de la

narrativa de la transición para hacer lo propio con los compromisos de la misma. La transición comenzaba a configurar un débil pero esperanzador consenso global, pero para EE.UU. esta arquitectura ha dejado de ser interesante y quizá para gobiernos alineados al trumpismo, lo mismo ocurra.

Para el vecino de México, una nueva ilusión asoma. con un potente discurso que parece opacarlo todo, y millones de nuevos barriles de petróleo y metros cúbicos de gas alimentarán la economía como en los mejores momentos de la euforia y confianza de los buenos ciudadanos americanos. Tiempos interesantes para nosotros, atados por la geopolítica energética a aquellos.

Acrónimos y abreviaciones

ASF	Auditoría Superior de la Federación
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COFECE	Comisión Federal de Competencia Económica
COP	Conferencia de las Partes
CO₂	Bióxido de carbono
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
EIA	U.S. Energy Information Administration
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GW	Gigawatt (mil millones de watts)
IEA	International Energy Agency
KW	Kilowatt (mil watts)
kWh	Kilowatt Hora
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MW	Megawatt (1 millón de watts)
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIEs	Productores Independientes de Energía
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
SENER	Secretaría de Energía
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
SISTRANGAS	Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
TW	Terawatt (mil gigawatts)
TWh	Terawatt hora

Introducción

El objetivo de este libro es trazar una mirada analítica desde la perspectiva de la economía política al proceso de transformación del sistema socio-técnico energético que gira sobre el aprovechamiento del gas natural en México. El marco de la economía política enfatiza los accesos y beneficios desiguales de actores de los mercados, porque el orden económico está constituido por grupos con diferente poder, y la lógica de los beneficios se construye a través de negociaciones y conflicto que tienen como pivote al Estado, sea de modo subsidiario o bien de modo soberano. Dicho marco permite la caracterización de la fase neoliberal de la expansión del sistema gasífero y de su incipiente desenlace post-neoliberal.

1. TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y NEOLIBERALISMO

Las transiciones energéticas son procesos históricos de transformación de fuentes primarias, secundarias, tecnologías convertidoras y patrones de consumo de la energía. La diversidad de transiciones energéticas, de los sistemas energéticos nacionales, coexiste actualmente con una política generalizada de transición que busca la descarbonización de la economía. Esta es una tendencia que despunta y que se desprende de una transición energética lenta centrada en el gas natural como combustible

de reemplazo del carbón y del petróleo, en un desde los años 60 del siglo pasado (Smil, 2017)

La transición energética que despunta tiene el imperativo de la gravedad de la crisis ambiental, en su faceta más alarmante y de efectos globales que es la crisis climática. El paradigma que sido construido como orientador de la economía y los medios de producción es la descarbonización de la actividad productiva humana y la meta del balance neutro de emisiones de gases de efecto invernadero, para el año 2050. Un esfuerzo así acordado entre países es el primero en la historia. No se traslada necesariamente a un escenario de éxito para abatir la crisis climática¹ pero el marco de esta nueva dinámica colectiva a nivel nacional es el reconocimiento de que la transición debe contemplar la transformación de sectores económicos con justicia social y sin la destrucción de los activos públicos de la energía. El hecho de que exista un paradigma ambiental que tenga la fuerza para formar parte íntima de las trayectorias de industrialización propias de cada país, es sin duda un logro de la comunidad científica se convierte en política pública especializada en la lucha por la sustentabilidad del planeta. Su principal virtud es la de escapar de la lógica de mercado unida al modelo neoliberal, bajo el cual el poder público se somete y es utilizado por los intereses de oligopolios, con el resultado de una transición que no duda en devaluar prematuramente los activos energéticos de propiedad estatal.

La transición energética está condicionada por las capacidades, intereses y necesidades que se mueven en cada sistema energético nacional. Smil (2017) lo expresa de la siguiente manera: “las razones para que las transiciones sean prolongadas, complicadas y lleguen con retraso, son generalmente muy específicas, insertas en circunstancias ambientales , sociales, económicas y

¹ De hecho, las mediciones continuas muestran una trayectoria de ascenso de la temperatura de la superficie terrestre, en el año 2023 se habrá alcanzado 1.4 grados centígrados por encima de la referencia utilizada, que es la media de la era preindustrial (1850-1990) (OMM, 2023)

técnicas que son únicas” (p. 25) , agregaríamos nosotros también las circunstancias políticas y el marco geopolítico.

Esta realidad está lejos de la narrativa de un gran proceso homogéneo de cambio de tecnologías convertidoras de fuentes limpias a electricidad, liderada por actores involucrados dotados con conciencia sustentable. Esta diversidad torna imposible la actuación coordinada y convergente necesaria para lograr metas a escala planetaria que impacten sobre el calentamiento global y hagan que la temperatura media baje en 1.5 grados centígrados, la cota pre- industrial. La ciencia y el pragmatismo geopolítico se han unido para crear el paradigma de la descarbonización como nueva trayectoria de reconversión tecnológica que puede lograr una meta igualmente pragmática, consistente en que para el año 2050 todas las emisiones de efecto invernadero producidas sean iguales a las que son eliminadas, de modo de lograr un llamado balance cero.

Al tiempo que se transforma el patrón de la transición energética, se debilita el modelo neoliberal de economía y sociedad que prevaleció durante las décadas pasadas y, como es el caso de México, se declara una política económica y social antagónica al neoliberalismo, para poder iniciar un camino de desarrollo con distribución menos desigual. Se abre la era del post-neoliberalismo y converge con el inicio de la transición energética bajo el patrón de la descarbonización.

La esencia del neoliberalismo energético no es necesaria y exclusivamente el control del suministro de las energías primarias, fósiles o no. Es el control de las rentas de la cadena de transformación de la energía. Por ejemplo: el control del transporte de gas o el de la producción eléctrica. Tales rentas no nacen de la competencia – fetiche de la narrativa que se construye para proteger los mercados privados- sino de los modelos de negocio basados en la transferencia de recursos públicos a las empresas de la energía que poseen y/o explotan los activos de la cadena. El modelo energético neoliberal necesita de la protección del Estado, protegiéndolo, como en

México, de la competencia de la empresa pública PEMEX o CFE, y asegurándole los beneficios derivados de la extracción de los recursos públicos.

En la economía política de la transición energética se debe considerar, siguiendo a Sarmiento, González, y Frascaroli (2023), lo siguiente:

- Los sistemas energéticos son sistemas socio-técnicos en el que los artefactos técnicos y sociales se encuentran inextricablemente ligados
- Los sistemas energéticos incluyen distintas tecnologías, adaptadas a la producción, distribución y consumo, y actores e instrumentos de regulación plenamente articulados entre sí
- Estos sistemas se desarrollan a través de un proceso co-evolutivo que implica retroalimentación positiva entre la infraestructura tecnológica y las organizaciones e instituciones que las crean, utilizan y emplean.
- Una vez establecidos, estos sistemas manifiestan un comportamiento inercial, son difíciles de desplazar, privilegian las innovaciones en el interior de este y bloquean tecnologías alternativas que puedan amenazar su estabilidad

2.ECONOMÍA POLÍTICA DE LA ENERGÍA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La economía política del gas se mueve en torno a los grandes actores que son, por una parte, los Estados con su gestión de la soberanía energética y con sus propias empresas públicas en la cadena del hidrocarburo, y por otra, las empresas privadas del sector que tienen las capacidades de capital y tecnología. Para Chevalier (2013), el control de recursos energéticos, sus tecnologías y los medios de producción y distribución, han sido

el escenario de “batallas colosales” en el terreno económico, político y financiero, y, desde luego, en el extremo destructivo, en el terreno militar. Las cadenas de producción, logística y consumo de la energía constituyen la matriz del sistema productivo de la sociedad, son condición ineludible del desarrollo de las fuerzas productivas y de la subsistencia de sociedades y constituyen fuente de acumulación para quienes las poseen o controlan. Por ello, la clave de las batallas por la energía ha consistido en obtener el dominio de segmentos estratégicos de esta cadena de producción, transporte y consumo para apropiarse de las rentas, que son la fuente de las ganancias de empresas a lo largo de la cadena.

Las cadenas de valor económico de la energía y sus respectivos mercados y escenarios de confrontación, están basadas en la transformación de la energía desde su estado primario hasta el consumo:

La energía primaria es o bien renovable (la fuerza hídrica, la energía de origen solar, la eólica, la geotérmica, las mareas y la biomasa), o bien no renovable (carbón, petróleo, gas y uranio). El estado secundario es resultado del uso de convertidores energéticos que se alimentan de formas primarias de energía. El estado terciario es la energía finalmente empleada para las necesidades humanas. De esta suerte, la energía primaria es extraída y/o captada; en la etapa secundaria es convertida en electricidad, en derivados del petróleo o en vapor, y esta fase secundaria incluye junto con la conversión, el almacenaje y el transporte; y es distribuida para ser empleada finalmente mediante fenómenos mecánicos, térmicos o radiantes. (Legault, 2008)

En su tránsito desde el estado primario al terciario, se pierden dos terceras partes de la energía inicial, pero su valor económico como un bien de primera necesidad sube, condicionado por la propiedad de los medios de producción y transporte de la cadena de transformación, y este recorrido técnico-económico contiene los intereses económicos y

políticos del mercado energético. Por ello, se afirma que en la estructura de precios de la energía, las rentas que son captadas en los distintos niveles de la cadena energética son el reflejo de las relaciones de poder entre los nodos que la componen (Chevalier, Derdevet, Geoffron, 2012)².

La energía tiene un valor de cambio condicionado por el capital invertido en la infraestructura del sistema energético y las relaciones de poder que lo acompañan. La escasez relativa de la energía primaria está determinada por las capacidades y decisiones de uso de los medios de producción para generar energía secundaria y terciaria. La clave de las batallas por la energía radica en el dominio de segmentos estratégicos de la cadena de producción, transporte y consumo de la estructura de sistemas energéticos. A partir de aquí, se puede entender que la alusión a los mercados energéticos no es únicamente cuestión de precios y escaseces de energías en su sentido físico, sino que los mercados son construcciones sociales en que conviven diversos actores con interés económico, político, institucional e ideológico sobre sistemas energéticos. La energía es tanto una mercancía como un bien estratégico para la reproducción de la especie humana.

A partir de los años 70 del siglo pasado, bajo la corriente política del neoliberalismo, los sistemas energéticos de diversas naciones fueron desarticulados para crear distintos mercados, dando pie a un proceso acelerado de privatización de la industria energética mundial mediante el establecimiento de un marco legal y fiscal atractivo a inversionistas privados (Chevalier, 2013). El argumento conocido fue que la competencia conduciría a menores precios para el consumidor, sin embargo, el proceso real fue la apropiación de infraestructuras y mercados por

² El precio al cual se paga la energía consumida está bastante alejado de los costos de su producción: “el costo de producir y refinar gasolina es el 4 % del precio de la misma; el costo de producir gas es el 4% de su precio; el de la electricidad 40% del precio; aunque ciertamente debe agregarse el costo del transporte, que es importante en el caso del gas natural” (Chevalier, Derdevet, Geoffron, 2012, pp.87-88).

parte de grandes empresas con poder monopólico (Hansen y Percebois, 2010). Se construyó, así, el escenario de un nuevo despliegue de mercados privados en un sistema eléctrico desintegrado, siguiendo el modelo del sistema estadounidense (Hess, 2011) con la aparición de “productores independientes”. Las transiciones energéticas resultantes han derivado en conflictos por la apropiación de rentas como mecanismo de ganancia de los actores económicos y las relaciones de poder de éstos (Chevalier et al., 2012). La cadena gas – electricidad ha sido un espacio paradigmático de esta desarticulación y ha impulsado la transición energética y nuevos mercados.

Ello ha complejizado la economía política de este hidrocarburo y la geografía mundial de la industria del gas natural está vinculada a las decisiones de inversión en medios de transporte y de procesamiento del hidrocarburo por parte de empresas con poder oligopólico. El mercado para los constructores de ductos no ha dejado de crecer en términos históricos y diversas fuentes dan cuenta de importantes expectativas para los años siguientes.³ Las condiciones de rentabilidad para los inversores reclaman:

Particular atención a los costos hundidos del capital invertido en estas infraestructuras fijas, que requieren de largos periodos predecibles de operación para recuperar la inversión original y aportar retornos aceptables (igualmente) los contratos de larga duración juegan un papel central en estos proyectos. (Victor et al., 2006, pp. 28, 29)

Por ello el poder de negociación abarca temas como la “obligatoriedad de los contratos, la estabilidad del contexto de negocios o las limitantes regulatorias al pleno aprovechamiento de la propiedad privada” (Victor et al., 2006, p. 29).

Las batallas contemporáneas más significativas se articulan en torno al dominio de los mercados de la transición energética

³ Por ejemplo, el portal de negocios Mordor Intelligence (2023) prevé para el periodo de 2022 a 2027 un crecimiento mínimo de 6.5% anual del mercado de construcción de gasoductos.

actual, marcada en este siglo por la aspiración a descarbonizar el sistema económico y lograr el llamado balance cero para el año 2050, lo cual significa que todas las emisiones de gases de efecto invernadero sean equivalentes a un monto igual de emisiones que son eliminadas.

El objetivo del balance cero ha llevado a una evolución del paradigma ambiental desde su formulación original a fines del siglo XX, basado en una lógica de mercado supranacional que suponía poder transformar a precios los fenómenos ambientales y lograr que se produjesen de modo uniforme equilibrios en pro de la sustentabilidad y de los beneficios de los actores del mercado ambiental. Actualmente priva el reconocimiento de que la forma de producir y consumir la energía es el factor determinante de la crisis ambiental común, que es el calentamiento global. Por ello la transición energética ocupa el papel articulador de los mercados ambientales y la complejidad socio-económica de los sistemas energéticos nacionales es el espacio real de construcción de respuestas y reconversiones tecnológicas de dicha transición. Esto significa recuperar el sentido histórico y social de las tecnologías energéticas y aceptar el condicionamiento que impone la singularidad de los sistemas energéticos nacionales, de modo que es la geografía internacional de las aportaciones de emisiones la que determina el deterioro ambiental y la solución pasa por lograr una "línea" de equilibrio global que permita el reciclamiento atmosférico de las emisiones, es decir, el balance cero de emisiones.

Afirma Smil (2017), que en la historia de la apropiación humana de la energía, ha habido diversas transiciones, entendidas como el cambio de la composición de la oferta de energía primaria, siendo la de mayor trascendencia para el desarrollo de la humanidad la que ha llevado a la actual matriz de energías de origen fósil (carbón e hidrocarburos). El impacto ambiental insostenible que este predominio de energías provoca ha conducido a un nuevo proceso de tránsito hacia una sustitución de las fuentes fósiles, pero en una trayectoria que no es lineal ni

homogénea, sino que responde a la complejidad de los distintos sistemas de producción y consumo energético de los países, que, sin embargo, conforman un sistema interrelacionado, pues para Smil, el sistema energético de nuestros días es global, con cerca de 50 países exportadores y cerca de 150 naciones importando petróleo crudo y otro tanto comerciando con refinados; con cerca de 20 estados vendiendo gas natural y cerca de una docena de grandes importadores de carbón y otro tanto de grandes exportadores., y concluye que no hay autarquías nacionales en tanto que la extracción, transporte y procesamiento de energía requieren de medios de producción diversos que son elaborados en un pequeño grupo de países (EE. UU., Alemania, China, Corea del Sur y Japón) , igualmente ocurre con la motorización de los medios de transporte terrestres, marítimos y aéreos.

Siguiendo con este autor, él afirma que es una conjunción de factores la que determina cuál es el tiempo que se requiere para que alguna fuente primaria reemplace a otras de manera significativa. Entre estos factores se cuentan las innovaciones tecnológicas, la apertura de nuevos mercados, las guerras, y, en la actualidad, la gran presión social, política y económica, para “descarbonizar” la producción de energía, por razones ambientales. Sin embargo, la demanda de energía sigue creciendo y el reto es concentrar recursos técnicos, organizacionales y financieros que logren que las nuevas fuentes tengan una participación significativa en los nuevos mercados energéticos, la cual el autor cifra en un 10 a 15% (Smil,2017, p.83).

3. ECONOMÍA POLÍTICA DEL GAS NATURAL

El gas natural ha sido el combustible fundamental de una transición energética global que se ha desarrollado desde la segunda mitad del siglo XX hasta nuestros días (Smil, 2017). El consumo mundial del gas natural no ha cesado en su crecimiento desde el siglo pasado, y hoy representa ya el 25% en

la matriz de energías primarias, siguiéndole de cerca al carbón con 27% y , a una mayor distancia, al petróleo con 31% . El ascenso en años recientes del gas natural como fuente de energía primaria está asociado a su ventaja económica por la transportación por ductos y por vía marítima y a su nueva producción no convencional que ha hecho de Estados Unidos una nueva potencia gasífera.

La transición energética guiada por el gas natural se expresa en la construcción de un nuevo mercado energético materializado en la cadena gas – electricidad y sus componentes físicos, financieros y legales. Estado y empresas globales intervienen directamente en un cuadro de conflicto o acuerdos en torno a los costos y beneficios del mercado energético, y la relación entre ambos grandes actores determina las etapas de la construcción de este mercado, cuyo balance es la transición energética actual, especialmente para la producción eléctrica . En el año 2000, mediante gas natural se producía el 17.8 % de la electricidad a escala mundial y en el año 2022, esta proporción ha subido a 22.5 % (Our world in data, s.f). En una proyección hasta el año 2050, la International Energy Agency (IEA) ha determinado que la demanda mundial de gas no descenderá debido al crecimiento de las plantas eléctricas (IEA, 2023).

Las ventajas físico-químicas del gas natural se expresan frente a las otras fuentes fósiles en cuanto a su mayor eficiencia al ser transformado en energía eléctrica como se ve en el cuadro siguiente

**Cuadro 1. Eficiencias de plantas eléctricas
según la tecnología empleada**

Tecnología	Eficiencia (%)
Hidroeléctrica	90
Gas ciclo combinado	60
Petróleo	40
Carbón	32-33
Nuclear	33-45

Nota: La eficiencia es la energía requerida para producir 1 Kwh de electricidad
Fuente: Feng (17 abril 2023).

La aportación del gas natural como combustible a la emisión de gases de efecto invernadero es menor que la de los otras fuentes fósiles. Sin embargo, se ha evidenciado que en los procesos de logística del gas natural se desprende metano, un gas de efecto invernadero mayor que el CO₂. Eso significa que, por su manejo, el gas natural no es un combustible de menor efecto contaminante, como si lo es por su combustión⁴.

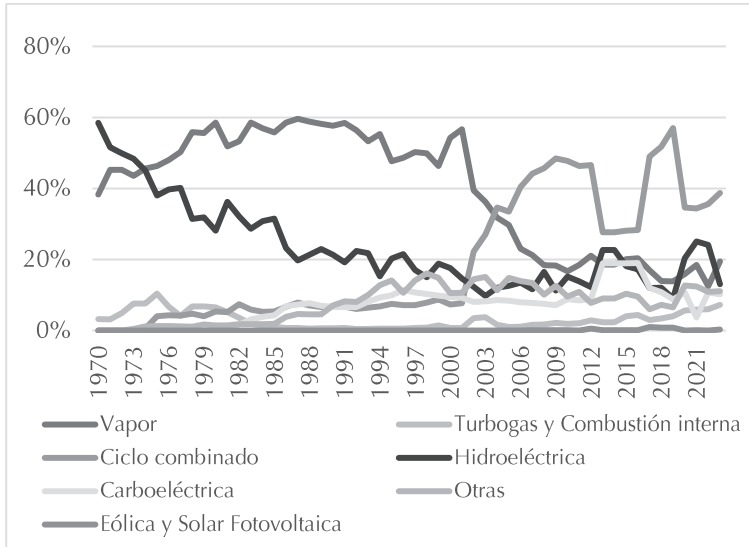
La expansión de la oferta de este hidrocarburo se ha construido a partir de una larga fase de innovaciones tecnológicas en la cadena de producción y transporte del gas. Durante los años 70 se generalizaron las plantas de producción de electricidad a partir del uso del gas natural, con la tecnología del llamado ciclo combinado. En los años 90 se difundió la tecnología de licuefacción/regasificación para poder transportar el gas en buques marítimos y dar origen así a un nuevo impulso al mercado mundial del hidrocarburo. En la segunda década de este siglo, tuvo lugar la difusión de la técnica de extracción de gas ubicado en las rocas de esquisto o *shale*, mediante la fractura hidráulica de las mismas, lo cual dio origen a una nueva expansión de la oferta del gas, movilizadas internacionalmente por mar.

Esta creciente presencia del gas natural como energía primaria ha constituido una transición energética histórica para un importante número de países, entre ellos México, y así nuestro país ocupa un lugar relevante en la geografía internacional de este hidrocarburo. En efecto:

- Participa con el 2.2% del consumo mundial y eso lo coloca en el noveno lugar (Worldometers.Info, s.f).
- Es también un país con una alta participación en las importaciones mundiales del combustible, lo cual lo coloca en el sexto lugar (AtlasBig (s.f).
- El 60%, aproximadamente, de su producción eléctrica, proviene del uso de gas natural, y esta proporción coloca a México muy por encima del promedio mundial que es de 22%(World Bank Open (s.f).
- Por la longitud de su red de gasoductos es el décimo país mundial (Al Jazeera, 16 de diciembre de 2021).

Estas cotas de México en la geografía mundial del gas natural se deben básicamente a un proceso de transición que desde fines del siglo XX ha consistido en la sustitución del combustóleo por gas natural para la producción eléctrica, convirtiendo a este hidrocarburo como absolutamente mayoritario en la matriz eléctrica desde la primera década del siglo. La gráfica 1 muestra una evolución de medio siglo y cabe resaltar que en ese largo periodo se han producido dos reconversiones energéticas, siendo la primera la que en los años 70 sustituyó a la fuente hidráulica por el combustóleo.

Gráfica 1. Evolución de la participación de las diversas fuentes generadoras de electricidad en México (1970-2023)



Fuente: cálculos con base en SIE (s.f.)

La transición ha significado implantar una extensa cadena productiva gas-electricidad bajo una política que, aunque promovida por el Estado, fue dominada por los intereses de las empresas privadas cuyo modelo de negocios ha sido la extracción de recursos públicos como base de sus ganancias. Se trató así de una transición guiada por la lógica de mercado como parte de una política neoliberal de Estado generalizada que privilegió a sectores claves, como la energía, para la privatización de los medios productivos públicos: empresas, infraestructuras y recursos naturales, además de la creación de un marco legal y administrativo al servicio de la lógica de la privatización.

La sujeción de México al recetario económico neoliberal desde la crisis de endeudamiento en los años 1994-95 tendría en el sector energético una de sus piezas clave. Salinas inició y Zedillo afianzó el marco legal e institucional diseñado para

permitir la entrada de inversión extranjera para la obtención de rentas en cadenas energéticas, empezando por la del gas natural. En el período de 1994 a 1996 tuvieron lugar la modificación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la adopción de instrumentos normativos para la regulación económica en la cadena del gas natural. Operativamente se dio la separación de la empresa estatal integrada de hidrocarburos Petróleos Mexicanos (PEMEX) en distintas unidades a cargo de negocios y mercados diferenciados para permitir que el sector privado interviniese en el transporte y distribución de gas natural, así como para instalar empresas privadas de producción de electricidad a partir del gas natural.

La expansión del consumo de gas natural en México se dio al amparo de tres factores combinados: la apertura a la inversión extranjera de la industria de transporte de gas natural, la transformación de la producción eléctrica a favor de las plantas generadores de ciclo combinado, y la nueva condición de dependencia creciente de las importaciones de gas natural de EE. UU. En consonancia con esta triple estrategia, se creó la Comisión Reguladora de Energía y una normatividad regulatoria para la finalidad de hacer de la regulación el mecanismo institucional de protección de la inversión privada que debía reestructurar el mercado energético.

Lo ocurrido en México no fue un hecho aislado, especialmente en América Latina, donde naciones como Brasil, Argentina o Colombia (Monaldi, 2010) llevaron a cabo procesos similares para lograr, finalmente, recomponer la lógica de la relación público-privada a favor de los intereses transnacionales privados en el control del mercado de hidrocarburos. Un aparato conceptual, desde la teoría económica, colaboró eficazmente en el diseño de las leyes y las instituciones públicas que armonizaron el sentido común con las nuevas fuentes de acumulación privada basadas en el apalancamiento público de los negocios transnacionales, mediante los subsidios de

todo tipo a éstos. Por ello fue lógico suponer que solo con la liberalización de los bienes públicos era factible la entrada de importantes inversiones extranjeras que le darían nuevo vigor al mercado de los hidrocarburos y desatar así una nueva era de prosperidad para las naciones que poseían capacidades en materia de petróleo y gas pero eran subutilizadas por ausencia de medios de explotación eficientes.

El neoliberalismo y la energía han sido indisolubles en las décadas de predominio del primero, desde los años XX del siglo pasado. En la construcción del mercado ambiental de este siglo, los intereses privados añadieron una nueva condición a la relación público-privado mediante el imperativo de la transición energética. Así se observa claramente en el soporte público de los negocios de empresas de producción eléctrica de origen eólico y solar, que requieren para el éxito de su modelo de negocios de diversos subsidios y, especialmente, en el uso de las redes públicas sin cubrir el costo de dicho servicio.

El concepto modelo de negocio tiene diversas acepciones que aluden a la particularidad competitiva que opera en cada industria o empresa y en este texto se usa referida a la condición de las empresas transportistas de gas natural que basan su ganancia en el poder que les confiere el marco legal y político de la reforma energética, es decir, es el propio Estado quien es garante de ese poder privado y ello ocurre básicamente por dos vías: la regulación asimétrica y los contratos que se firman entre empresas públicas de energía y las privadas. En ambas vías, las ganancias privadas provienen de los recursos públicos y no de un “mercado” en abstracto y por ende tampoco de la competitividad que derivaría en beneficios a los consumidores. El modelo de negocio como una condición legal plasmada en contratos da origen a la privatización de la cadena gas-electricidad, basada en desposesión de bienes y recursos públicos.

Este patrón de acumulación requiere de una sistemática subordinación del Estado a los intereses privados.

REFERENCIAS

- Al Jazeera. (16 de diciembre de 2021). *Mapping the world's oil and gas pipelines*. <https://www.aljazeera.com/news/2021/12/16/mapping-world-oil-gas-pipelines-interactive>
- AtlasBig (s.f). *Countries by natural gas imports*. <https://www.atlasbig.com/en-us/countries-natural-gas-imports>
- Chevalier, J. - M. (2013). *Les grandes batailles de l'énergie*. Paris, Gallimard.
- Chevalier, J.M., Derdevet, M., Geoffron, P. (2012), *L'avenir énergétique: cartes sur la table*, paris, Gallimard.
- Feng, B. (17 abril 2023) PCI Energy Solutions <https://www.pcienergysolutions.com/2023/04/17/power-plant-efficiency-coal-natural-gas-nuclear-and-more/>
- Hansen J.P., Percevois, J. (2010) *Energies. Economie et Politique.*, Paris, De Boeck.
- Heiligtag, S.; Kleine, J., Schlosser, A. (2019) *Fueling the energy transition: Opportunities for financial institutions*, McKinsey & Company, disponible en : <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/fueling-the-energy-transition-opportunities-for-financial-institutions>
- Hess, D. (2011) *Electricity transformed Neoliberalism and Local Energy in the United States*, Antipode vol. 43, issue 4, septiembre <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1467-8330.2010.00842.x>
- IEA (2023) *World Energy Outlook 2023*,
- Legault, A. (2008) *Oil, Gas and Other Energies*, Paris, Technip, 285 pp.
- Monaldi, F (2010), *La Economía Política del Petróleo y Gas en América Latina*, Workig paper, Julio 2010, Plataforma democrática, <https://www.bakerinstitute.org/research/la-economia-politica-del-petroleo-y-el-gas-en-america-latina>

- Mordor Intelligence (2023) Oil and gas pipeline industry size analysis. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/oil-and-gas-pipeline-market>
- OMM, Organización Meteorológica Mundial (2023) Comunicado de prensa, 30 de noviembre, <https://wmo.int/es/news/media-centre/los-records-climaticos-se-han-sucedido-en-2023-y-han-conllevado-graves-consecuencias>
- Our world in data, (s.f.), Share of electricity generated by gas, en <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-gas>
- PNUMA (2023) Entrevista a Mark Radka, funcionario del PNUMA, 12 de enero. <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/es-el-gas-natural-el-combustible-de-transicion-que-el-mundo>
- Sistema de Información Energética (SIE) (s.f.) Evolución de la capacidad instalada por tipo de energía, https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cve-cua=DIPS_SE_C33_ESP
- Sarmiento, J., González, F. y Frascaroli, E: (2023), La transición energética como problema social. Una aproximación desde la economía política, *Energías renovables y medio ambiente*, vol. 51, enero-julio, pp. 21-28, en <https://portalderevistas.unsa.edu.ar/index.php/erma/article/view/4187/4571>
- Smil, V. (2017) *Energy Transitions, Global and National Perspectives*, Santa Barbara, CA., Praeger, second Edition.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (s.f). *Natural gas and the environment* <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-and-the-environment.php>
- Victor, D: G., Jaffe A. M., Hayes, M:F(2006) *Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040*, Cambridge University Press,
- World Bank Open (s.f). *Electricity production from natural gas sources (% of total)*. <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.NGAS.ZS>
- Worldometers.Info (s.f). *Natural Gas Consumption by country*. <https://www.worldometers.info/gas/gas-consumption-by-country/>

CAPITULO 1

Estados Unidos: trayectoria hegemónica en la economía gasífera

Estados Unidos ha desempeñado un papel central en la expansión del gas natural como insumo en el sistema productivo internacional y por ende en la transición energética, debido a su trayectoria de innovaciones y al despliegue de nuevos modelos de negocio en la cadena de extracción, transporte y transformación del energético, dando pie a su hegemonía tecnológica y económica.

La producción de gas natural en ese país se ha elevado en 55%, comparando los niveles históricos de fin de siglo con el año de 2021 y su protagonismo en la economía de este hidrocarburo, del que se ha convertido en exportador neto, le permite condicionar una transición energética bajo sus propios intereses. En el año 2022, EE. UU. participa con el 22.4 5 de la producción mundial, seguido de Rusia con 15.3% e Irán con 6. 4% (Rapier, 2023)

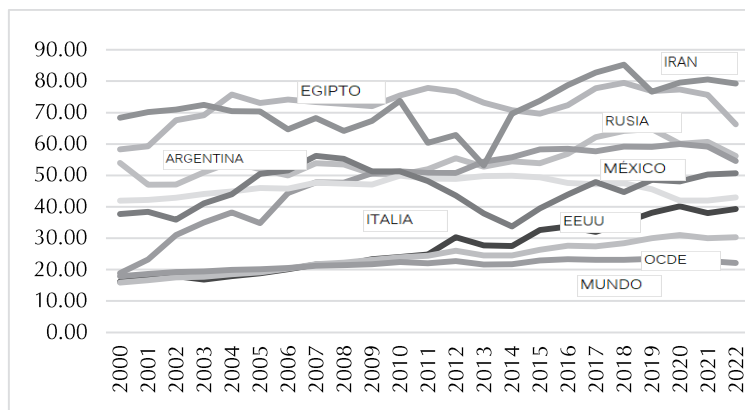
El sistema gasífero mexicano forma parte de la esfera de influencia de EE. UU. en la economía de este energético, y por ello es necesario revisar la trayectoria bajo la cual se ha constituido el poder hegemónico de ese país en tres etapas caracterizadas por avances tecnológicos en la producción y cadena del gas natural.

1. PLANTAS DE CICLO COMBINADO, GAS NATURAL LICUADO Y *FRACKING*

Los importantes yacimientos de gas natural descubiertos durante los años 20 del siglo pasado en zonas de EE. UU. y Canadá ofrecieron la posibilidad del uso económico en gran escala del hidrocarburo en esos países, siendo los dos únicos consumidores mundiales del hidrocarburo hasta que en los años 60 su utilización masiva también se extendió por Europa a partir del disponibilidad del gas en yacimientos continentales y en Mar del Norte.

A partir de entonces, tres procesos innovadores han dinamizado el mercado para el gas natural, siendo utilizado en distintos procesos de transformación energética que van desde los industriales hasta los domésticos, pero entre los que resalta la producción de energía eléctrica; por ello esta energía primaria dio origen a las cadenas gas-electricidad de varios sistemas energéticos nacionales, elevando así la participación de gas en la generación de la electricidad y en su papel de combustible de transición para el cambio energético. A escala mundial, la participación del gas como insumo de la producción eléctrica pasó de 17.9 % a 22.1 % en el periodo del año 2000 a 2022, con distintas manifestaciones nacionales como se muestra en el gráfico 1, en la cual nos interesa resaltar que en México el porcentaje de participación de gas en producción eléctrica es mayor que en el promedio mundial, que en el de la OCDE y que en el de Estados Unidos.

Gráfico 1. Participación % del gas natural en la producción eléctrica, principales países



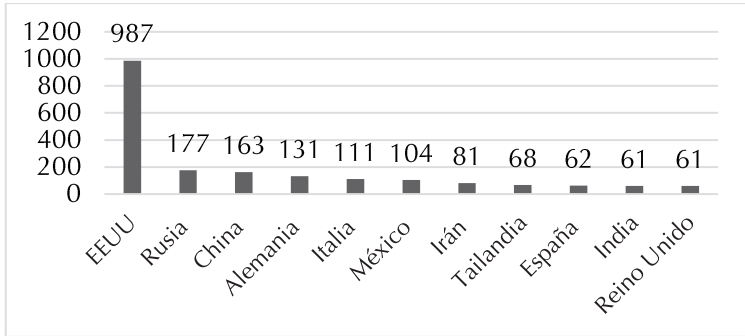
Fuente: Our World in Data (s.f).

El primer desarrollo innovador tuvo lugar durante los años 70 al entrar al mercado nuevas plantas generadoras con la tecnología del ciclo combinado, que se basa en la utilización de gas natural como combustible directo al mezclarse con aire y en un siguiente paso aprovechar la energía calorífica de la combustión inicial para producir vapor, en ambos casos impulsando la rotación de turbinas. Estas plantas dieron fin al predominio de la tecnología hidro-eléctrica que requería infraestructuras de grandes dimensiones. Las plantas de ciclo combinado fueron funcionales con una nueva política energética de liberalización y privatización de las industrias gasífera y eléctrica, facilitando una economía política basada en el control privado de las diversas etapas de la cadena gas- electricidad con la aparición de la figura de “productores independientes” (Hess, 2011). Así, dos nuevos modelos, tanto económico como tecnológico, entraron de la mano para reconfigurar el mercado energético.

Para el año de 2022, EE. UU. era el país que contaba con el mayor número de plantas de ciclo combinado, con 987, cifra muy superior a la del país siguiente que es Rusia con 177 o bien

China con 163. El gráfico 2 muestra la distribución mundial de estas plantas.

Gráfico 2. Número de plantas de electricidad a base de gas, principales países (año 2022)

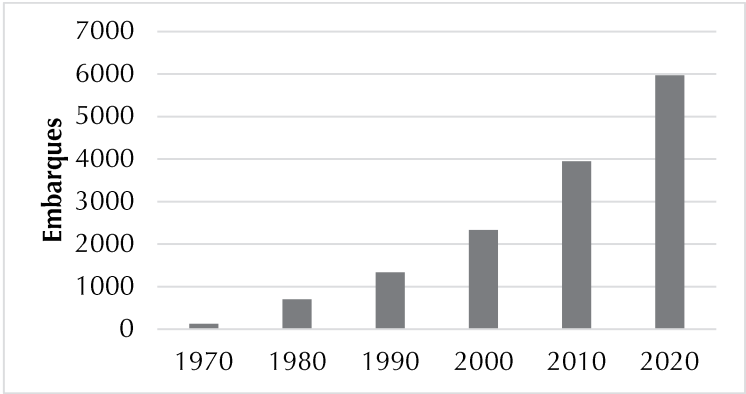


Fuente: Statista (s.f).

El segundo avance tecnológico fue la licuefacción y transporte marítimo en estado líquido del gas natural, dando pie al gas natural licuado (GNL), el cual tiene un volumen 600 veces menor que en el estado gaseoso. Ello permitió la creación de un nuevo mercado dentro de la cadena gas-electricidad al ofrecer otro medio de transporte para el combustible. El sistema tecnológico completo que sustenta a esta economía particular dentro de la industria gasífera consta de ductos de transporte hacia plantas de licuefacción o criogénicas en instalaciones costeras especiales, de donde el gas licuado es llevado por buques hacia plantas regasificadoras en países compradores y es distribuido por ductos nuevamente. Puesto que el conocimiento y la práctica de licuar el gas natural ya existían desde inicios del siglo XX, el avance tecnológico significativo en esta nueva industria, radica en la capacidad que tienen las embarcaciones marítimas para mantener temperaturas de menos 160 grados Celsius en grandes distancias. En la actualidad, esta modalidad del gas representa 30% del

total del de gas natural y el gráfico 3 es muestra el dinamismo del mercado de GNL, a través del indicador del número de embarques para transportar el gas licuado.

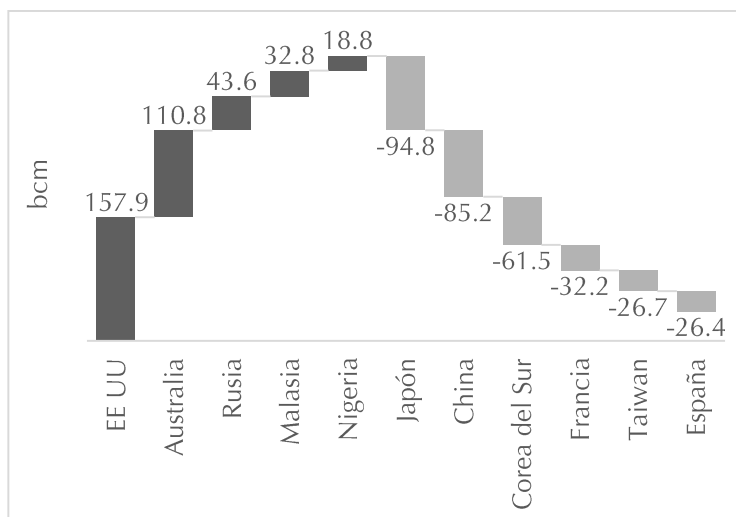
Gráfico 3. Número de embarques que transportan LNG



Fuente: <https://giignl.org/market-trends/global-lng-trade/>

Estados Unidos encabeza este mercado tanto por capacidad instalada en plantas de licuefacción (EIA, s.f.,a). como por su nivel de exportación, la cual ha sido creciente desde 2016 en que inició exportaciones hasta llegar a convertirse, en 2023, en el primer lugar mundial, básicamente gracias al mercado europeo. El gráfico 4 muestra los datos recientes del balance comercial en GNL de los principales países y, como se advierte, Estados Unidos tiene la mayor posición superavitaria.

Gráfico 4. Balance comercial en GNL, principales países y posición privilegiada de EE. UU. (año 2022)



Fuente: Enerdata (s.f).

La explotación de gas natural proveniente de rocas sedimentadas o lutitas mediante el método de fractura hidráulica o *fracking*, constituyó la tercera oleada innovadora de la economía gasífera. Ha significado para EE. UU. integrar virtuosamente sus capacidades y ventajas competitivas y construir un sistema hegemónico global que combina la extracción de gas, su uso productivo y su comercialización⁵. El método de fractura hi-

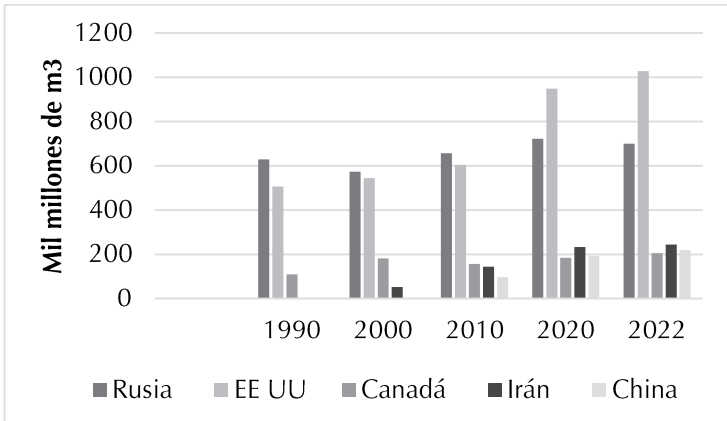
⁵ Esta revolución productiva tuvo su origen en la región geológica de la Cuenca del Pérmico, que fuera históricamente uno de los campos petrolíferos más importantes del mundo, sostén del esfuerzo bélico de EE. UU. en la segunda guerra mundial y territorio económico de la familia Bush. La Cuenca abarca el oriente de Texas y una parte de Nuevo México, de modo que el estado de Texas produce casi la cuarta parte del gas estadounidense y convierte a esta región en un polo mundial de producción del hidrocarburo. En Texas se están construyendo los complejos de exportación marítima de gas natural de mayor envergadura mundial, así como las infraestructuras de utilización de gas para fines industriales petroquímicos. La relación gasífera entre México y EE. UU. se concentra con Texas.

dráulica y perforación horizontal ha permitido la extracción de petróleo y gas en cantidades suficientes para revertir el papel de importador neto del país en ambos hidrocarburos y convertirlo en potencia exportadora. Así, desde 2018, la nación vecina es exportadora neta de gas natural y ocupa una posición hegemónica en la nueva geoeconomía política que se deriva del papel del gas natural (EIA, s.f., b).

2 LA TRANSFORMACIÓN DE LA ECONOMÍA GASÍFERA

La importancia de la revolución gasífera en la economía de EE. UU. es señalada de la siguiente manera por Yergin (2020): “tomando el año de 2007 como base comparativa, el déficit comercial de EE. UU. en 2019 fue 319 mil millones de Dls. menor de lo que hubiera sido sin la revolución del *shale* (y) Estados Unidos hubiera continuado siendo el mayor importador mundial de petróleo (al igual) que un gran importador de gas licuado, compitiendo por la oferta del mismo con países como China y Japón, aumentando así el déficit comercial” (p. 29). El gráfico 5 muestra el ritmo de avance de la producción estadounidense en cuatro décadas y el despegue con su principal rival, Rusia, en el lapso comprendido entre 2010 y 2020.

Gráfico 5. Producción de gas natural, principales países y despegue de EE. UU.



Fuente. Enerdata (s.f) a.

En suma, en poco más de tres décadas de construcción del mercado gasífero (1990-2023), la sucesión de oportunidades tecnológicas modificó toda la cadena de transformación, desde la extracción (*shale*), su transporte (licuefacción) y su uso como combustible (plantas de generación), colocando a este hidrocarburo como territorio económico central de las batallas por las rentas en las cadenas de transformación energética. El gas natural pasó de representar una industria joven, sobre bases regionales, a una madura en la que compiten infraestructuras de producción y rutas de transporte, articulando una geopolítica energética propia (Chevalier, 2012, pp. 303-304).

El gas natural se integró a la lógica económica de las *commodities* al ser actor de comercio internacional y activo financiero, producido en grandes cantidades entre numerosos actores y con estándares comunes. Hansen y Percebois (2010) señalan que:

Las commodities son productos que se caracterizan por algunos elementos comunes importantes. Tienen costos fijos normalmente elevados, una sensibilidad particular a la evolución de la coyuntura y por tanto a la demanda, tomando en cuenta de la posición que

ocupen en la cadena de valor general de la economía, una sensibilidad hacia factores imponderables tales como riesgos de producción o transporte, factores meteorológicos, situaciones geopolíticas (p. 709).

Comparado con el petróleo, su costo de producción es menor y aunque tiene costos de transporte 7 a 10 veces más altos que los del petróleo (a contenidos energéticos iguales), el resultado final es que durante este siglo, a raíz de la expansión de la oferta, se ha colocado en un rango de precios que es menor en 80% respecto al petróleo (Perry, 2013). El corazón de la economía del gas natural se encuentra así en los costos de construcción de gasoductos, que son de 6.65 millones de dólares por kilómetro, según datos de 2023 (Smith, 2023). y éste es constituye un mercado concentrado en pocos actores (Blackridge, 2024). El financiamiento de los gasoductos se logra estabilizando las relaciones entre el productor de gas, el transportador y el cliente, mediante contratos de largo plazo que garantizan la inversión que será pagada por el cliente.

La trayectoria tecnológica del sistema gasífero ha permitido generar una transformación sustantiva en la esfera económica del mismo en las últimas 4 décadas, al dar lugar a un modelo privado de producción eléctrica, a la creación de un mercado de gas como *commodity* y a la emergencia hegemónica de EE. UU. en el mercado del combustible. El cuadro 1 agrupa las tres transformaciones tecnológicas y las tres expansiones en la naturaleza de la economía gasífera.

**Cuadro 1. Expansión tecnológica y cambio
de la economía gasífera**

Cambio tecnológico	Inicio de su expansión	Efecto en la estructura económica	Efecto en la economía política
Plantas ciclo combinado	Años 80 siglo XX	Producción de electricidad	Modelo privatizador
Sistema licuefacción-transporte	Años 90 siglo XX	Transporte marítimo	Gas como <i>commodity</i>
<i>Fracking</i>	Primera década siglo XXI	Nuevos yacimientos	Hegemonía de EE. UU. en el mercado mundial

Esta matriz de impactos del proceso tecno-productivo en EE. UU. sobre el conjunto de la economía del gas natural, es el marco condicionante de la trayectoria en México. La transición de la producción de electricidad con la energía primaria de gas natural, en los años 90, no tuvo una simple racionalidad tecnológica sino también una intencionalidad de privilegiar la producción eléctrica con plantas de mayor eficiencia pertenecientes a empresas privadas. Previamente, el intento mexicano, durante la presidencia de López Portillo (1976-1982), de exportar gas natural a EE. UU. mediante un ducto construido para tal efecto, fue rápidamente convertido en una política de importar gas natural desde ese país. De hecho, México solo exportó gas en los años 1981, 1982, 1997 y 2007. En el año 2010 dio inicio la fase creciente de importaciones del hidrocarburo desde EE. UU. y se consolidó el modelo extractivista para sostener las rentas privadas de las empresas en la economía política del gas en México, basada en la dependencia con EE. UU.

REFERENCIAS

- Blackridge (8 enero 2024) Global Top 10 Pipeline Construction Companies (2023), disponible en <https://www.blackridgeresearch.com/blog/list-of-global-top-pipeline-construction-companies-manufacturers-contractors-suppliers-in-the-world>
- Enerdata (s.f). *Trading LNG import & export*. <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/balance-lng-trade-world.html>
- Enerdata (s.f) a. *Producción global de gas natural*. <https://datos.enerdata.net/gas-natural/produccion-gas-natural-mundial.html>
- Farrés, Oriol. «La creciente rivalidad estratégica China-EE.UU. y sus ramificaciones regionales». *Anuario Internacional CIDOB*, 2019, pp. 203-210, <https://raco.cat/index.php/AnuarioCIDOB/article/view/359741>.
- Gügnl.org. (13 de abril de 2022). *Comercio mundial de GNL* [https://gügnl.org/market-trends/global-lng-trade/Hansen y Percebois \(2010\)](https://gügnl.org/market-trends/global-lng-trade/Hansen-y-Percebois-(2010))
- Our World in Data (s.f). *Share of electricity production from gas*. <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-gas?-tab=table>
- Perry, 2013 <https://www.aei.org/carpe-diem/natural-gas-is-80-cheaper-than-oil-on-an-energy-equivalent-basis-and-can-save-commercial-truck-fleets-a-bundle/>
- Rapier, Robert (2023) U.S. Natural Gas Production Sets New Record High, *Forbes* , 30 de Agosto, disponible en <https://www.forbes.com/sites/rrapier/2023/08/30/us-natural-gas-production-sets-new-record-high/?sh=5df07eca19a2>
- Statista (s.f). *Número de centrales eléctricas por país 2022*. <https://www.statista.com/statistics/1281761/number-of-gas-power-plants-by-country/>
- Sciencedirect (s.f). *Liquefied Natural Gas (LNG) is a convenient way of storing and transporting natural gas*. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/liquefied-natural-gas>

- Smith, C. E. (2 de octubre de 2023). *Land pipeline construction costs hit record \$10.7 million/mile*. *Oil & Gas Journal*. <https://www.ogj.com/pipelines-transportation/pipelines/article/14299952/land-pipeline-construction-costs-hit-record-107-millionmile>
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (s.f., a) *U.S. LNG export capacity to grow as three additional projects begin construction*. Recuperado el 12 de marzo de 2024, de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53719>
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (s.f., b). <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (s.f.) *U.S. exports of natural gas set a record high in the first half of 2023* <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=60582>
- U.S. Energy Information Administration (EIA) (s.f., a). *Independent statistics and analysis*. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>
- Yergin (2020) *The New Map. Energy, Climate and the Clash of Nations*. Penguin Press.

CAPITULO 2

La evolución dependiente del sistema gasífero mexicano

El sistema de abasto de gas en México está condicionado por la capacidad del sistema gasífero de Estados Unidos. El Estado mexicano construyó una red de transporte del gas que nutrió a la actividad productiva en zonas particulares del país durante medio siglo, usando gas asociado al petróleo. El gran salto de la disponibilidad de petróleo y gas que significó la explotación de Cantarell, a partir de los años 70 del siglo pasado, ofreció la posibilidad de construir un ducto a lo largo de la costa del Golfo de México para trasladar gas al vecino país que vivía una crisis petrolera.

El modelo fue México como exportador de gas natural, pero la iniciativa del ducto troncal del llamado Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) materializó el modelo opuesto en poco tiempo, pues EE. UU. no adquirió gas mexicano porque los precios estadounidenses son los más bajos en la economía gasífera mundial, y, además, como parte de su creciente capacidad productiva por la revolución del gas shale, a partir de este siglo se ha convertido en el creciente proveedor de gas del sistema de abasto mexicano.

En los años 90 el gobierno mexicano abrazó la política de privatización de la industria gasífera y mientras se expandía la importación desde EE. UU., se dejaba a su suerte al SNG, sin inversión ni modernización, bajo la premisa de una inversión privada que renovarían al sistema de conducción de gas convirtiéndolo en un mercado controlado por las empresas. A continuación, el análisis de la economía del sistema de abasto de gas, el cual permite entender la construcción de la dependencia hacia Estados Unidos y el agotamiento del papel del Estado como agente de desarrollo.

1. DOS ETAPAS EN LA EVOLUCIÓN DEL SISTEMA: TRANSICIÓN Y MADURACIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NEOLIBERAL

La evolución que ha tenido el sistema gasífero mexicano forma parte de la historia internacional de la industria del hidrocarburo en cuestión, con sus particulares condicionamientos que brinda la relación dependiente con Estados Unidos y el creciente papel promotor y proteccionista del Estado para crear un mercado privado en la cadena gas-electricidad.

Bajo esta perspectiva, la trayectoria del sistema gasífero es también parte de la historia económica reciente de México. En efecto, el sistema nace con la sustitución de importaciones y llega a un final en su lógica de funcionamiento inicial como palanca de desarrollo soberano con la culminación del *boom* petrolero, el cual fue la última frontera del desarrollismo mexicano (presidencia del José López Portillo 1976-82). Con la fase neoliberal que empieza en la presidencia de Carlos Salinas (1988-94), se detona una política de privatización sobre el sistema, gasífero, en un proceso continuo de construcción de un mercado privado protegido por el Estado. Ello abarcó casi tres décadas hasta fines de 2018, en que entra en acción el primer gobierno post-neoliberal que trae consigo un nuevo modelo de política energética con la orientación de recuperar el papel activo del Estado. Es durante este gran ciclo neoliberal cuando se desarrolla la transición basada en el uso de gas natural para la generación eléctrica, impulsada por la acción estatal al crear y proteger un mercado privado en el transporte de gas y la producción eléctrica.

La evolución del sistema gasífero mexicano presenta dos etapas, la primera puede ser definida como la transición al modelo neoliberal en materia de energía, la segunda como la maduración del modelo.

La fase de transición corre desde fines de los 80 del siglo pasado hasta fines de la primera década del siglo actual. Su tendencia es la de abrir un modelo privatista a partir del agota-

miento del modelo desarrollista en el cual el Estado era artífice y administrador de la economía de la energía. Ubicamos este período como el comprendido entre dos hitos históricos. El primero fue la construcción y puesta en marcha del gasoducto a Texas y el segundo fue el periodo de tiempo durante el cual el sistema sufrió tres impactos simultáneos: el cambio relativo de precios del gas importado, la expansión de la demanda de gas para nutrir al sector eléctrico privado y la saturación de ductos que alteraron la estructura de suministros. En este recorrido, la relación del sistema gasífero nacional con el mercado estadounidense ha sido fundamental y en ambos casos la seguridad energética mexicana se ha debilitado.

Una segunda etapa corre a lo largo de la segunda década de este siglo. En ella se afianza la dependencia del sistema respecto a las importaciones desde EE. UU. por la vía de ductos y se expande la cadena gas-electricidad, conformando un sistema gasífero que sustenta la transición energética iniciada desde inicios del siglo. Es la etapa durante la cual operan los modelos de negocio que estructuran a los mercados privados por las definiciones legales de la que fuera llamada reforma energética, de los años 2013-2014.

Por supuesto, hay una tercera etapa en curso, que inicia en el año 2019 y se caracteriza por los cambios en la política energética del gobierno de la 4T. Por la importancia de los cambios legales, operativos y de expansión del sistema de producción eléctrica, los años recorridos desde 2019 representan, siguiendo nuestra concepción, un tercer hito en la descripción histórica del sistema gasífero nacional, que se desenvuelve actualmente (año de 2024) hacia un nuevo modelo caracterizado por la gestión activa del Estado en tanto productor energético.

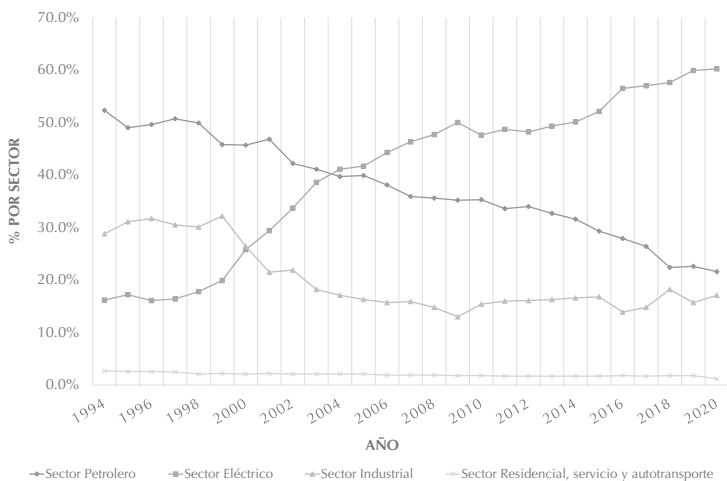
La evolución de datos son elocuentes narrativas del desempeño del sistema gasífero de México desde la última década del siglo XX hasta nuestros días y muestran las dos etapas mencionadas previamente. Se verá que el cambio estructural bajo la estrategia neoliberal ha sido la creciente utilización del

gas natural para producir electricidad, lo cual ha demandado un mayor consumo de gas de modo constante, superior a las capacidades de producción nacional, y por ello la creciente dependencia de las importaciones provenientes de EE. UU.

La gráfica 1 ilustra el cambio del mercado uso final del gas natural, con un giro de dirección a partir de fines de los años 90, y desde entonces la participación del sector eléctrico ha crecido de manera tendencial. La utilización de gas para los fines industriales de PEMEX ha decrecido y la industria manufacturera ha mantenido su peso como usuaria de gas natural, al igual que lo ha hecho el sector residencial, con un peso marginal.

Gráfica 1. Composición del uso final del gas natural

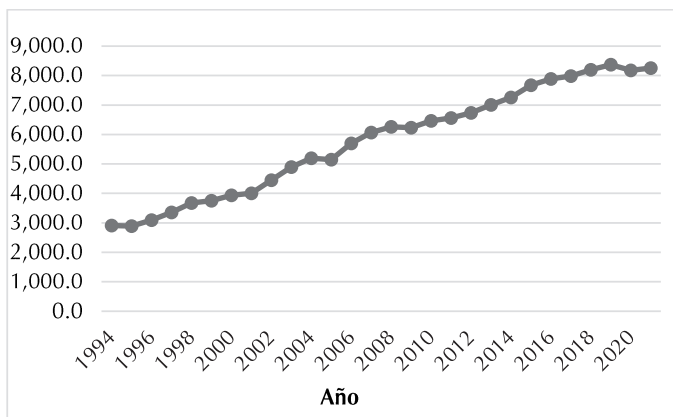
ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL % POR SECTOR



Fuente: autor, con base en CONAHCYT (s.f)

La consecuencia de esta transformación en la estructura de consumo se manifiesta en la creciente demanda del combustible desde los años 90 hasta su estabilización en los años del sexenio actual, motivada por el menor crecimiento de las plantas generadoras basadas en gas y la entrada de nuevas tecnologías basadas en fuentes renovables (Gráfica 2).

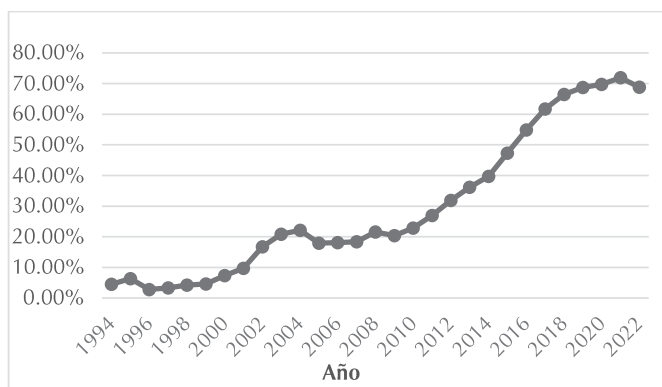
Gráfica 2. Evolución de la demanda total de gas natural (MMPCD)



Fuente: autor con base en CONAHCYT (s.f.)

Finalmente, la tercera gráfica ilustra la evolución de la dependencia de gas importado desde Estados Unidos, a lo largo de casi tres décadas. Como se advierte, a partir de 2009 el proceso cobró fuerza, pasando de un nivel de 20 % de penetración de las importaciones a una cota de 70 % en los últimos años.

Gráfica 3. Gas natural en México.
Participación de las importaciones en el consumo total (%)



Fuente: autor con base en CONAHCYT (s.f.)

2. LA TRANSICIÓN HACIA EL MODELO PRIVATISTA

La historia del sistema gasífero en México comenzó en los años 40 del siglo XX con el descubrimiento del yacimiento Misión en la región norte del estado de Tamaulipas. Al inicio el gas natural producido se exportaba a EE. UU. mediante un gasoducto en Reynosa, posteriormente la demanda interna del sector industrial por nuevas fuentes de energía aceleró la construcción de una red de gasoductos (Margulis y Tuirán 1986). En la década de los 50 se dio un incremento en las reservas probadas de gas natural en el noreste del país, y posteriormente durante las décadas de los 60 y los 70 la industrialización tuvo una importante palanca estratégica en la política de energéticos, con crecimientos constantes en la exploración de hidrocarburos y precios bajos en su utilización para la producción. (Guzmán, Yúñez-Naude y Wionczech, 1985). La existencia de recursos energéticos, un dinámico crecimiento económico y un bajo precio de combustibles fueron el marco en que se desarrolló la industria del gas natural en los años 60 y 70 del siglo XX.

En 1970 la infraestructura de los gasoductos cubría 4,000 kilómetros (Márquez, 1989), de los cuales más del 70% provenían de los campos no asociados al crudo. Sin embargo, ya para los años 80 la extensión del sistema era de 11,279 kilómetros y proporcionaba el servicio de transporte a las grandes ciudades y los principales puertos industriales (Lajous y Wionczech, 1983). En esos mismos años 80, las industrias de la petroquímica, acero, cemento, papel, la madera y la minería eran ya importantes usuarios de gas natural.

En el campo internacional, los *shocks* petroleros de 1973-1981 generaron una demanda por este energético, en sustitución del petróleo. Previamente EE.UU, Canadá, Europa occidental y la Unión Soviética concentraban la demanda, la cual era tan intensa que permitía contrarrestar los costos del transporte, apoyándose en fuertes políticas públicas. Como resultado de la inversión de precios entre el petróleo, carbón

y el gas natural, se tornó factible el consumo aun por países no productores, y ello facilitó la internacionalización regional comercial del combustible.

En plena expansión de la producción y las expectativas petroleras del gobierno mexicano dirigido por José López Portillo (1976-1982), la empresa petrolera estatal PEMEX preveía no solo la exportación masiva de petróleo al vecino EE. UU. sino que, dando un paso gigante, anunciaba la construcción de un gasoducto de 48 pulgadas que transportaría 2 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas natural, obtenidos mediante la misma explotación petrolera en calidad de gas asociado. Así, en el año de 1977 se construía un largo gasoducto de 1,200 Km que, recorriendo la zona costera del Golfo de México, debía llevar gas natural asociado al petróleo que se extraía en Cantarell, el segundo campo petrolero mundial situado en la Sonda de Campeche, hacia la frontera estadounidense, proveyendo el hidrocarburo a la economía estadounidense, que vivía los años de grandes retos a su seguridad energética.

El proyecto y ejecución del ducto troncal del Golfo entrañaba un cálculo de enorme riesgo, ya que implicaba que el yacimiento Cantarell produciría gas exportable y además el suficiente para las necesidades de México, sin embargo, al ser gas asociado a la extracción de petróleo, el volumen de ésta debería crecer para proveer el gas estimado y, por tanto, el gasoducto encerraba una condición de sobreexplotación de petróleo y dilapidación de un recurso clave para la sustentabilidad de una economía acosada por la deuda externa y la que sería crisis terminal de su modelo de desarrollo, antesala de la irrupción de la gestión neoliberal de la economía.

El político e ingeniero Heberto Castillo (1928-1997) cuestionó los balances de producción y exportación implicados en el proyecto del gasoducto a Texas. La cantidad de gas asociado que se pretendía exportar —2,000 MMPCD— representaba cuadruplicar la producción petrolera y recordaba que “Ningún país subdesarrollado ha salido de la pobreza vendiendo petróleo. El

petróleo debe reservarse, al máximo, para cubrir las necesidades del país” (Castillo, 1979, p. 171). Sumaba a sus consideraciones una visión geopolítica clara, en que advertía que la manera en que México vinculaba su producción a EE. UU. acentuaba el poder del país vecino y nos convertía en un posible objetivo militar. Eran los tiempos del presidente Carter (1977-81) en la presidencia del país vecino y la cuestión de su dependencia petrolera se asociaba a la decisión de crear un Departamento de Energía cuya competencia era una política geoestratégica.

El gasoducto sirvió al propósito exportador, pero únicamente por dos años, los de 1981 y 1982, durante los cuales EE. UU. importó, en promedio, cada año 103 millones de pies cúbicos. Sin embargo, en los años siguientes esa cantidad fue declinando, inaugurando la etapa de importaciones mínimas con un par de picos de importación de poco más de 50 millones de pies cúbicos, en los años de 1997 y de 2007 (EIA, s.f., a).

La debilidad de la oferta exportadora mexicana residía en la ausencia de una capacidad de industrializar el gas natural. Lo que consumía del hidrocarburo estaba basado en su uso en petroquímica y en ser combustible para industrias, y México estaba lejos de la naciente revolución tecnológica de la cadena gas-electricidad. Sin capacidad de usar los excedentes, si no eran vendidos a Estados Unidos, serían desperdiciados. Este fue un factor de presión para lograr mejores precios por parte de EE. UU., quien vetó en los primeros años la compra del gas a pesar del gasoducto⁶. De todas formas, la producción de petróleo y gas menguaron durante los años 80, a pesar de que se inyectaba nitrógeno para acelerar la ascensión de hidrocarburos a la superficie, y salvo dos años de importantes exportaciones de gas a

⁶ El gasoducto se construyó sin la negociación adecuada que permitiese que los compradores estadounidenses lo adquiriesen a 2.60 Dls. por millón de pies cúbicos, cuando en la zona de Texas el precio era de 1.45 Dls. La estrategia estadounidense consistió en vetar esa compra a ese precio, y esperar a que México, al ritmo de su reciente producción petrolera, baje el precio del gas asociado, porque no tiene la capacidad nacional de consumirlo (Castillo, 1979)

Estados Unidos, la historia de la dinámica de flujos en el ducto fue la de un constante desplazamiento hacia el sur del llamado “punto de arbitraje”: es decir, el sector del ducto en donde los flujos desde Estados Unidos y desde México confluían.

El despliegue de centrales productoras de electricidad con la tecnología basada en el gas natural, tuvo un primer impulso a partir de una política gubernamental en los años 90 y la tendencia se afianzó por la disponibilidad de precios bajos del gas natural importado, junto con el aumento de los incentivos por parte del Estado.

Esta dinámica tuvo como palanca un modelo de negocios impulsado por el Estado que puso a la empresa pública eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), al margen de la producción de electricidad mediante gas natural. Durante el sexenio de Carlos Salinas (1988-1994), mediante la reforma a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, la producción privada de electricidad fue declarada como un servicio no público, argumento legal que fue la puerta de entrada a considerar a la electricidad como una mercancía cualquiera y bajo esta definición de economía política se empezó a constituir el sector de empresas que fueron concebidas como productores independientes privados (PIEs), cuyo mercado principal era el de la propia CFE —junto con al opción de exportar o autoabastecerse—.

El Estado mismo colocó una barrera de entrada a la tecnología de ciclo combinado para su propia empresa, mediante una restricción presupuestaria para la empresa eléctrica pública y una arquitectura legal que puso el mercado de las centrales de ciclo combinado en manos del sector privado y le creó el mercado obligando a la CFE a la compra del fluido eléctrico producido por las empresas privadas. En otras palabras, el Estado vetó para sí mismo el aprovechamiento de una tecnología eficiente e innovadora y la puso en manos privadas, bajo el argumento de que los recursos públicos destinados a la inversión productiva, en este caso la eléctrica, eran escasos.

En la primera década del siglo, la infraestructura de gasoductos para el transporte de gas estaba constituida por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), el Sistema Naco Hermosillo, ambos operados por PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y otros gasoductos privados, algunos fronterizos interconectados con el sur de Estados Unidos, otros conectados al SNG y otros aislados.

El SNG (ver Figura 1), contaba hacia el año 2015 con una extensión de 9,043 km de longitud y pasaba por 18 estados de la República (Distrito Federal, México, Nuevo León, Jalisco, Veracruz, Guanajuato, Puebla, Coahuila, Tamaulipas, Chihuahua, Tabasco, Michoacán, Querétaro, San Luis Potosí, Chiapas, Hidalgo, Durango, Tlaxcala), junto con el sistema aislado de Naco-Hermosillo (Sonora) el cual se extiende con una longitud de 339 km y está conectado con el estado de Arizona en Estados Unidos. Esta infraestructura de transporte ha constituido la columna vertebral del abasto de gas natural para a los grandes consumidores (CFE, sector industrial), así como abastecer la entrada de las ciudades, donde se realiza la conexión con los distribuidores.

Los gasoductos privados, cubren parte de los estados anteriores y de manera única a cinco estados (Aguascalientes, Baja California Norte, Campeche, Guerrero y Yucatán), estos gasoductos tienen una longitud total de 2, 686 Km.

Quedan fuera de esta cobertura ocho estados (Sinaloa, Quintana Roo, Oaxaca, Morelos, Zacatecas, Nayarit, Baja California Sur y Colima).

El abastecimiento de gas natural para las zonas urbanas está a cargo de empresas privadas consideradas distribuidoras, las cuales cuentan con gasoductos propios con una extensión de 44,287 km de red.

Figura 1. Sistema Nacional de Gasoductos Integrado



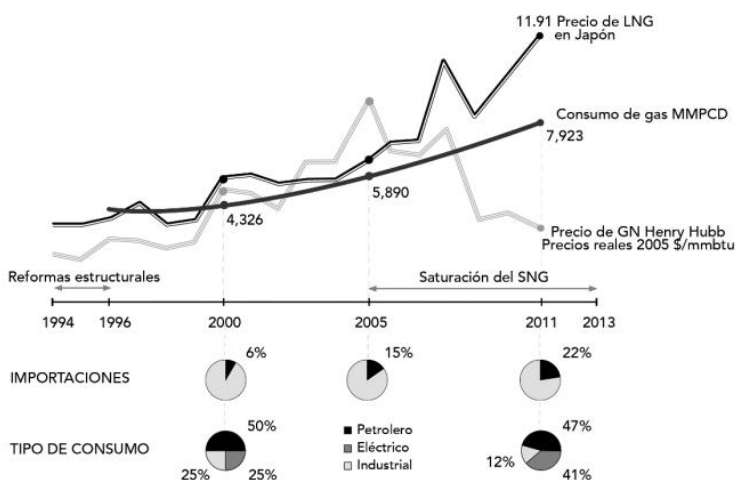
Fuente: Micheli, Romero, Valle (2013)

3. MADURACIÓN PRIVATISTA Y DEPENDENCIA

Durante la primera década del siglo, el sistema gasífero mexicano fue sometido a la presión de un cuadro de situación que combinaba creciente demanda con disminución de precios de la molécula y crisis técnica por saturaciones alarmantes del volumen de gas transportado por la red de ductos. Ello se debió al despliegue operativo de las plantas de ciclo combinado que crecieron bajo la iniciativa de apertura en una situación de crecientes importaciones de gas *shale* con precios menores. La inexistencia de una política de expansión de la infraestructura pública se manifestó en las reiteradas situaciones denominadas como alertas críticas en las cuales partes de la red del SNG debían disminuir temporalmente su actividad por la saturación en que

operaban⁷. La Figura 2 muestra gráficamente la confluencia del crecimiento de la demanda, la disminución del precio de la molécula, el aumento de las importaciones y la saturación de la infraestructura de transporte. Esta coyuntura significó el despegue de la transición hacia la producción eléctrica basada en gas natural

Figura 2. Coyuntura crítica del sistema gasífero



Fuente: Micheli, Romero y Valle(2013)

En la fase que se describe, México se posicionó de manera importante en la economía mundial del gas natural. En 1998, el petróleo aportaba 66.9% de la matriz energética primaria nacional y el gas natural el 25.3%; en 2011 el petróleo bajó a 53.4% y el gas natural subió a 38.9%. En ese año, México ocupó el lugar número 11 en el consumo mundial, por delante de países de gran desarrollo económico como Francia, Corea del Sur, India, Brasil o España (Index mundi, s.f.). Sin embargo, en tanto productor México, ya mostraba un desbalance, ocupando el lugar 16 a nivel mundial (BP, 2012). En el año de 2021, México se ubicaba como el octavo consumidor mundial

y ocupaba el lugar 27 como como productor (BP, 2022), es decir, ese desequilibrio en términos de soberanía energética se ha acentuado en el gas natural.

Diversas iniciativas legales a cargo de los presidentes Zedillo y Fox habían intentado ampliar el mercado eléctrico para las empresas privadas de gas natural, sin contar con un instrumento legal que generase la protección específica para las mismas. Esta tarea fue consumada cuando se promulgó la Ley de la Industria Eléctrica de año 2014, con Enrique Peña en la presidencia, donde se definió que la generación, suministro y comercialización de electricidad fueran abiertas al sector privado mediante modalidades diversas⁸:

Los datos que ilustran la evolución de la infraestructura productiva bajo esta tecnología de origen reservada al sector privado son los siguientes:

- En los años 90, reportó la existencia de 7 plantas de ciclo combinado que aportaban el 6.9% de la capacidad del sistema eléctrico nacional, contra 7.3% de las carboeléctricas y 27% de la hidroeléctricas, entre otras tecnologías (INEGI, 1999).
- En el año 2010 inició el ascenso continuo de las exportaciones de gas natural de EE. UU. a México: los 23.4 Millones de pies cúbicos (MMPCD) de ese año se convirtieron en 193.7 MMPCD en el año de 2022 (EIA s.f, b)
- En el año 2011 los PIEs producían ya el 31.2% de la electricidad total del país (Ramos Gutiérrez y Montenegro Fregoso, 2011).
- En el año 2018, según SENER (2018), los PIEs aportaban el 26.7 % del fluido nacional, las empresas

⁸ Productor independiente de energía: vende a CFE a través de licitación. Pequeño productor: produce menos de 30 MW, Autoabasto: vende a socios y utiliza las redes de CFE, Cogeneración: vende a sus propios establecimientos y el excedente a CFE.

privadas bajo otras modalidades el 21.3% y la CFE el 52.0%.

- En una veintena de años, el Estado había perdido casi la mitad de la capacidad de producción eléctrica.

Sobre este último punto, cabe señalar que las empresas de generación eléctrica tienen en conjunto una capacidad instalada de 33,000 Megawatts (MW) a través de ciclo combinado, lo cual representa el 38 % de la capacidad en el país. Las empresas, en orden de importancia por su mercado, son: Iberdrola, Mitsui, SAAVI, Naturgy, Mitsubishi, Enel, Sempra, EVM, Techgen, Grupo México, AES, Engie, CONTOURGLOBAL; Acciona y Atlántica (Amenergía s.f.) En la concepción de seguridad energética, el análisis de Rodríguez (2018), apuntaba que “México espera que la seguridad energética irá mejorando en la medida de que la apertura a la inversión privada se vaya concretando en inversiones, infraestructura y producción” (p. 101). Como puede verse, esta aspiración en el sector del gas natural carecía de bases y el mismo autor las pone de relieve al concluir que:

El Gobierno mantiene inamovible la política de llevar el gas natural a todos las regiones del país mediante importaciones de los volúmenes que hagan falta durante el tiempo que sea necesario mientras se recupera la producción nacional, ello significa que la seguridad energética no será reconfortada por el lado del consumo (cambiar a otros combustibles), además de estar a expensas de que la producción se recupere, lo que es incierto porque las compañías especializadas en extracción de gas prefieren por facilidad y economía producir gas natural del otro lado de la frontera. A corto y mediano plazo la prioridad de la política pública es que se consuma gas natural. La conclusión es inevitable. La seguridad energética ocupa un lugar secundario en las relaciones gubernamentales. (p. 112)

Para el año de 2022, nuestro país representa el 26% del mercado de las exportaciones de gas natural de Estados Unidos y no hay ningún otro país que tenga el mismo peso que tiene México. Por ejemplo, Canadá, en segundo lugar, representa el 16% y

Gran Bretaña, en tercero, el 12%. Somos hoy el mercado más relevante para Estados Unidos, pero bajo un nuevo modelo en que su gas es una mercancía que se vende globalmente, básicamente por transporte marítimo en un proceso muy dinámico de expansión que inició en 2016 y que desemboca, en el año 2022 en el liderazgo mundial en ventas de GNL, junto con Qatar. Ello ha significado un histórico giro geopolítico que cambió las condiciones bajo las cuales el país hegemónico trazó su influencia sobre el sistema gasífero mexicano:

Los países que se comprometen a importar grandes volúmenes de gas ponen parcialmente la seguridad de sus sistemas energéticos en manos de otros, lo que a su vez le plantea una oportunidad de apostar a oferentes y usuarios de gas en la estabilidad interna política de unos y otros (Victor, Jaffe, Hayes, 2006, p. 5).

En suma, la reversión de los flujos de gas natural en el lapso de 35 años es la representación de un proceso de transformación de la industria gasífera mexicana. Por un breve período, por un solo ducto, Estados Unidos fue un mercado para México, pero a partir de la segunda década de este siglo, mediante 24 ductos de internación en la frontera y tres terminales marítimas de regasificación (SENER, 2022) México ha sido mercado preferente de Estados Unidos y el gas que importamos representa el 70% de lo que consumimos (SENER, 2022). Con una visión geopolítica oportunista, la audaz iniciativa mexicana de los años 70 del siglo pasado apuntaba al corazón de la debilidad energética de EE. UU., en donde se acentuaba la brecha deficitaria entre la producción local de energía y las importaciones. Sin embargo, la eclosión de la producción de gas no convencional en el país vecino revirtió el flujo del estratégico ducto troncal mexicano, para convertirlo en parte de la estructura importadora de México.

Empezó a darse un giro que sería definitorio para la política energética del país: del gas para Texas que proyectaron las autoridades mexicanas se pasó a una nueva realidad de dependencia

mexicana, con el gas desde Texas como flujo condicionante de la política energética mexicana. Esta dependencia del gas texano se articuló a un proceso de transformación profunda del sistema gasífero, generando una nueva red de transporte privada que nutre al sistema de producción eléctrico. Este doble proceso de dependencia del gas importado y reestructuración de la red gasífera en México es, en esencia, el contenido tecno-económico de la llamada reforma energética, con nuevos modelos de negocio que extraen recursos públicos y son transferidas a las empresas privadas.

REFERENCIAS

- Angelier, J. P. (2006), Geopolitique du gaz, les defis et les chances, en *Politique Internationale*, No. 111, Recuperado el 23 de Noviembre de 2011 de http://www.politiqueinternationale.com/revue/read2.php?id_revue=26&id=478&content=-texte
- BP (2021) bp Statistical Review of World Energy 2021., disponible en <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- Castillo H.(1979) El gasoducto a Texas, *Problemas del Desarrollo*, No. 37, año 10, pp. 169-186.
- CENACE (2016) Informe de tecnología de generación de referencia, disponible en <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2017/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202016%20v2016%2012%2006.pdf>
- CONAHCYT sf
- Guzmán, M.; A. Yúñez-Naude; y S. Wionczech (1985), Uso eficiente y conservación de la energía en México: Diagnósticos y perspectivas, pp. 29-78, México, El Colegio de México.

- INEGI, 1999, El sector energético en México https://www.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/historicos/1334/702825134471/702825134471_4.pdf
- <http://www.indexmundi.com/g/r.aspx?v=137&l=es>), revisado en marzo de 2013
- Lajous, A.; S. Wionczek Miguel (1983), La explotación del Gas Natural en México, 1976-1981, en S. Wionczek Miguel, *Problemas del sector energético en México*, pp. 107-130, México. El Colegio de México.
- Micheli, J., Romero, M. Valle, E. (2013) *El Gas Natural y su geografía industrial en México*, México, Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco
- Ramos Gutierrez, L., Monatenegro Fregoso, M. (2012) La generación de energía eléctrica en México. Nota técnica, *Tecnología y ciencias del agua*, vol. III, octubre-diciembre <https://www.scielo.org.mx/pdf/tca/v3n4/v3n4a12.pdf>
- Rodriguez, V. (2018) *Seguridad energética. Análisis y evaluación del caso de México*, Serie Estudios y Perspectivas CEPAL, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44366/1/S1801208_es.pdf
- Secretaría de Energía (2014) https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lielec/LIElec_orig_11ago14.pdf
- SENER (2022) *Prontuario Estadístico*, https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDeGasNaturalPetroquimicos/SENER_02_ProntuarioenFormatoInstitucional_Dic22.pdf
- SENER (2018) programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2018-2032, <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>

- US Energy Information Administration. EIA, (s.f., a) *US Natural Gas Pipeline Imports from Mexico*, <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9102mx2a.htm>
- US Energy Information Administration. EIA, (s.f., b) *US Natural Gas Exports and re xports by Country*, https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_m.htm
- Victor, D., Jaffe, A., Hayes, M. editors (2006) *Natural gas and geopolitics from 1970 to 2040*, Cambridge University Press
- Yergin, D (2021) *The New Map* , New York, Penguin Books,

La cadena de gas-electricidad: rentismo y sobrecapacidad

La culminación del ciclo histórico de privatización del sector energético mexicano tuvo lugar con un conjunto de leyes durante los años 2013 y 2014, bajo la presidencia de Enrique Peña Nieto. Este nuevo cuerpo legal que transformaba la Constitución y leyes secundarias era continuación de los cambios en la legislación energética de los años 90 del siglo pasado, que iniciaban el camino de la creación de mercados privados en el sector del transporte y distribución del gas natural, el cual sería el eje inicial de la reestructuración energética.

La privatización gasífera cumplía con dos objetivos: uno era crear modelos de negocio a partir de la infraestructura de gasoductos existente, denominada Sistema Nacional de Gasoductos, y otra era construir el mercado privado de una nueva cadena gas-electricidad, a partir del despliegue de un sistema de gasoductos que alimentasen a un gran número de centrales de generación eléctrica, todo ello para la venta de electricidad a la empresa Comisión Federal de Electricidad o bien para un comercio intra-empresa.

En el periodo 2006-2018 fueron construidos poco más de 6,000 km de gasoductos en México para constituir la cadena gas-electricidad, mediante inversión privada atraída por un modelo de negocios basado en la extracción de recursos públicos. Los gobiernos de Calderón y Peña promovieron con premura, sin criterios de planeación ni de minimización de riesgos, un amplio mercado para las empresas privadas que derivó en una sobrecapacidad de transporte, cuyas dimensiones presupuestales y costosas fallas han sido evidenciadas por la documentación pública del Estado.

Las inversiones para el nuevo conjunto de gasoductos y centrales de la cadena gas-electricidad fueron realizadas en su mayoría entre los años 2006 y 2018 mediante la fórmula de licitaciones de servicio, es decir, que las empresas privadas construyen y operan por 25 años los ductos en tanto que el Estado comienza a pagarlos a partir de que están instalados.⁹

1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DUCTOS PARA LA CADENA GAS-ELECTRICIDAD

El conjunto de ductos licitados específicamente para transportar gas natural con fines de producción eléctrica suma un total de 7,301 km y consta de 19 ductos. El primero de ellos fue licitado en el periodo de Ernesto Zedillo (1994-2000), el denominado Mayakán y que surge del hidrocarburo a la Península de Yucatán, con una longitud de 695 km. Durante el sexenio de Vicente Fox (2001-2006) solamente fue construido un ducto de 127 km. El despegue del sistema responsable de la cadena gas-electricidad tuvo lugar en los dos sexenios siguientes, en efecto, durante 2007-2012 correspondiente a la gestión de Calderón, se licitaron 2,907 km y durante la de Peña Nieto, 3,572 km. En suma, del total del sistema, 89% fue licitado en el periodo de 2007 a 2018, correspondientes a 17 ductos de un total de 19. El Cuadro 1 enlista al conjunto de ductos de la cadena gas electricidad.

Cuadro 1. Gasoductos para la producción de electricidad en México por periodos sexenales

Período	Gasoducto	Empresa operadora	Longitud (km)
1994-2000	Gasoducto Mayakán	Engie	695
2001-2006	Naranjos – Tamazunchale (Tamazunchale I-III)	TC Energía	127
2007-2012	Corredor Chihuahua	Fermaca	381
	Manzanillo – Guadalajara (Guadalajara-CT Manzanillo)	TC Energía	321
	Morelos	Macquarie Group Limited	160
	El Encino – Topolobampo	TC Energía	560
	Guaymas – El Oro (Gasoducto Sonora)	IENova	330
	El Oro – Mazatlán	TC Energía	431
	Sásabe – Guaymas (Gasoducto Sonora)	IENova	495
	Tamazunchale – El Sauz	TC Energía	229
2013-2018	Ojinaga – El Encino	IENova	221
	El Encino – La Laguna	Fermaca	423
	Tuxpan – Tula	TC Energía	273
	Samalayuca-Sásabe	C a r s o Energy	614
	San Isidro – Samalayuca	IENova	23
	La Laguna-Aguascalientes	Fermaca	452
	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	Fermaca	374
	Tula-Villa de Reyes	TC Energía	420
	Sur de Texas-Tuxpan	TC Energía, IENova	772

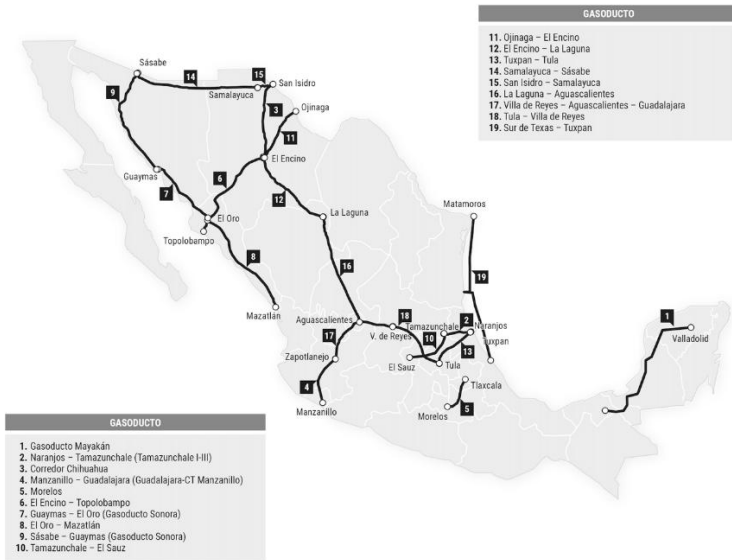
Fuente: Elaboración propia con información de la Auditoría Superior de la Federación (ASF, 2018a) y Comisión Federal de Electricidad (CFE, s.f).

De los 8 gasoductos licitados en el sexenio 2007-2012, están los que integran el denominado Proyecto Noroeste, conformado por los gasoductos: El Encino-Topolobampo, el Sistema Sásabe-El Oro y El Oro-Mazatlán. En el sexenio 2013-2018 se licitaron los gasoductos correspondientes a la denominada Red Wahalajara, integrada por los gasoductos Ojinaga-El Encino, El Encino-La Laguna, La Laguna-Aguascalientes, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara.

Es importante mencionar que durante el sexenio de Peña Nieto también se licitaron 5 ramales que permiten la interconexión entre los gasoductos con otros gasoductos o con centrales de generación eléctrica. De los 5 ramales uno se licitó en 2014 (Ramal Tula), uno en 2015 (Ramal Villa de Reyes), dos en 2016 (Ramal Empalme, Ramal Hermosillo) y uno en 2017 (Ramal Topolobampo).

Las Figura 1 muestra la configuración del sistema para la cadena gas-electricidad que se describe.

Figura 1. Configuración de los ductos de la cadena gas-electricidad



Fuente: Elaboración propia con información de la Secretaría de Energía (SENER, 2020).

2. EL ESQUEMA DE EXPANSIÓN DE LA CADENA GAS-ELECTRICIDAD Y LA PLANEACIÓN AUSENTE

Con la intención de conocer las bases técnicas en términos de prospectiva y planeación energéticas que sustentaron esta expansión, a continuación se presenta una ordenación cronológica de la evidencia contenida en el conjunto de documentos elaborados por las autoridades con capacidad de decisión sobre el sector energético. Se emplean fuentes públicas que son el conjunto de documentos sectoriales conformados por instrumentación legal y normativa por la cual se materializaba el compromiso del Estado en la reforma energética.

Como se verá, más allá de una sistemática consigna sobre la necesidad de ampliar la red de gasoductos, para aumentar la oferta de gas hacia nuevos mercados, generando mayor eficiencia y beneficiando a los consumidores no se presenta ningún sustento técnico que dimensione el nuevo volumen de gas que deberá ser transportado y lo relacione con la cantidad de energía eléctrica que debe ser producida (Micheli, 2023).

Según el Libro Blanco “Paquete Gasoductos” de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2012), en noviembre de 2011, en la etapa final del FCH, se anunció una estrategia de desarrollo de gasoductos que implicaría un incremento de 38% en la red de transporte. Por esta razón, “la CFE concibió el desarrollo de transporte, recepción, almacenamiento, suministro y regasificación de gas natural en los estados de Morelos, Puebla, Tlaxcala y en las zonas de Manzanillo, Colima y Guadalajara Jalisco, así como en el Norte Noroeste del país.” (CFE, 2012, p. 34)

Con la llegada del nuevo gobierno de EPN, se emitió el Plan Nacional de Desarrollo correspondiente al periodo 2013-2018, en el cual se estableció el eje VI.4 “México Próspero”, objetivo 4.6 “Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva”, en su línea de acción “Fortalecer el mercado de gas natural mediante el incremento de producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución, para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio” (Gobierno de la República, 2013, p. 81). Así a través del eje VI.4, la contratación del servicio de transporte de gas natural a través de ductos por parte de la CFE para el suministro de gas natural de las centrales de generación eléctrica, estaba alineada con dicho Plan Nacional de Desarrollo.

La continuidad entre los sexenios de FCH y EPN se manifestó mediante la llamada Reforma Energética, la cual debía ser la culminación de la construcción del mercado privado en materia de hidrocarburos y electricidad. Señala la SENER (2014) que:

En el año de 2013, se reformaba el artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en su párrafo cuarto, permitiendo la competencia en la generación de electricidad y manteniendo el carácter estratégico de la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como se le otorga el carácter de servicio público a las actividades relativas a la transmisión y distribución de energía eléctrica. (SENER, 2014, p. 21)

En el año 2014 se dio a conocer el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018, el cual buscó “optimizar la coordinación de esfuerzos para la generación de infraestructura energética, asegurando así el desarrollo adecuado de la misma, a efecto de contar con energía suficiente, de calidad y a precios competitivos” (Gobierno de la República, 2014, p. 2). A más abundamiento, se planteó:

Actualmente, bajo el marco de las posibilidades de inversión público-privada que abre la Reforma Energética, la Comisión Federal de Electricidad ha identificado numerosos proyectos de desarrollo de gasoductos para abastecer plantas de generación de electricidad en distintos puntos del país. Con ello se amplía tanto la oferta del flujo eléctrico como la disponibilidad de capacidad de transporte de gas natural para los usuarios, generando condiciones propicias para aumentar el crecimiento económico de esas regiones. Con la entrada gradual en operación comercial de dichos gasoductos durante el periodo 2013-2016, la CFE incorporará más de 2,728 km a la red integral del país. En este contexto, la CFE evolucionará de ser una empresa de electricidad a ser una empresa de energía, que brinde servicios de electricidad y gas natural. (Gobierno de la República, 2014, p. 35).

También durante el año 2014 se dio a conocer el que es en esencia el instrumento básico de planeación y toma de decisiones sobre los gasoductos a construir, el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019 (SENER, 2015), definido como una herramienta de planeación indicativa a fin de evaluar la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, que se basa en el documento de mayor jerarquía que es el Programa Nacional de Infraestructura:

“En el Plan Quinquenal se incluyen más de 5,150 kilómetros de gasoductos derivados de proyectos contemplados en el PNI” (SENER, 2015, p. 10). El documento explicita la línea de decisiones: “Este primer Plan toma como base los proyectos contenidos en el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI)” (SENER, 2015, p. 6).

El plan de expansión de la cadena gas-electricidad concibió como eje operativo a la CFE como entidad estatal responsable de la gestión de contratos para las empresas privadas de transporte de gas natural y producción eléctrica, mientras que la decisión de construcción de tal infraestructura respondía a un criterio de expansión sin bases de planeación explícitas, dictado por la SENER. Ello fue advertido y señalado en el ejercicio de fiscalización del gasto público mediante la llamada Auditoría de Desempeño de la Auditoría Superior de la Federación (ASF) señalando que “... la SENER no acreditó disponer de un documento de planeación integral de las centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país relacionadas con la red de gasoductos, contrario a lo establecido en su Reglamento Interior” (ASF, 2018a, p. 8). Asimismo “... la CFE tampoco acreditó contar con un documento de planeación y programación estratégica para la expansión de la red de gasoductos y centrales eléctricas” (ASF, 2018, p. 9), y resume que “Con la revisión de los documentos de planeación de mediano y largo plazo, se identificó que, en general, ni la SENER ni la CFE acreditaron haber realizado una planeación integral fundamentada en un diagnóstico de la expansión de gasoductos en la que se definieran los objetivos, las metas, las estrategias, las prioridades, los responsables y la coordinación de acciones; así como la evaluación de los resultados, ni la vinculación entre los 24 gasoductos y las 51 centrales eléctricas a las que suministraría combustible, contrario a lo establecido en el artículo 3 de la Ley de Planeación” (ASF, 2018a, p. 9).

3. EL MODELO DE NEGOCIOS: SOBRECAPACIDAD DELIBERADA Y GESTIÓN ASIMÉTRICA DE RIESGOS

Las consecuencias del esquema de expansión sin planeación fueron tempranamente advertidas durante las auditorías que realizó la ASF en el periodo 2016-2020. El órgano fiscalizador revisó las inversiones, costos y operaciones de la CFE de 2016 a 2020 y para el análisis en este artículo, se emplean las de 2016 y 2017 (ASF, 2016; ASF, 2017)¹⁰. Esta documentación contiene varias observaciones y conclusiones a partir del análisis concreto en diversos ductos y sus centrales de producción eléctrica asociadas. Como se verá, el conjunto de las primeras permite evidenciar un proceso de extracción de recursos público sistemático en favor de las empresas privadas contratadas para construir los ductos y proveer el servicio de transporte de gas hacia la CFE. Este proceso extractivo tiene su fundamentación legal en los contratos entre la empresa pública y las privadas cuyo nombre técnico es *take or pay* y que expresa que el contratante del servicio paga la capacidad del ducto haga uso o no del servicio. Ello es un principio que debe actuar en dos direcciones: por una parte, incentiva la inversión pues la protege en caso de que el servicio no sea requerido una vez terminado el ducto, y el otro es un incentivo al contratante para que no incurra en costos por falta de eficiencia y planeación. La noción de costo hundido se encuentra detrás de este principio, ya que una vez realizada la inversión, el capital que se empleó solo puede ser valorizado mediante la infraestructura instalada.

¹⁰ El objetivo es: “Fiscalizar la gestión financiera y operativa de los avances físicos financieros de la construcción de los gasoductos para el servicio de transporte de Gas Natural, para verificar que correspondan con los previstos en los proyectos de inversión, así como el cumplimiento de plazos para la operación comercial; que se suministre el servicio de transporte a las centrales generadoras de energía eléctrica conforme a lo contratado, y que en su pago, comprobación y registro contable presupuestal se observaron las disposiciones legales y normativas” (ASF, 2016, p.1).

Las evidencias que recoge la ASF indican que en varios casos, precisamente por la ausencia de planeación, la empresa privada terminó ductos que no fueron utilizados por la CFE o bien solo se emplearon parcialmente. Dada la presión por contratar ductos que se ejerció sobre CFE, por el contexto privatizador ya descrito, es posible calificar esta sobrecapacidad como deliberada.

La sobrecapacidad deliberada se muestra en: 1) CFE subutiliza el ducto pero debe erogar el pago de la capacidad total del ducto, 2) no existen, o apenas están en construcción, las centrales de generación eléctrica que se programaron para consumir la oferta de gas transportada por los nuevos ductos privados.

Sin embargo, esta es solo una parte del modelo de negocios, puesto que otra importante es la gestión asimétrica de riesgos, a favor de la empresa privada: 1) el ducto se atrasa en su construcción por causas fortuitas que son asumidas como responsabilidad de CFE, por lo cual la empresa pública cubre el costo, 2) la empresa pública no cobra a las privadas algunos incumplimientos contractuales en que incurren y que es motivo de penalización.

En el cuadro 2 se muestran los casos para ambos componentes del modelo de negocios: sobrecapacidad deliberada y gestión asimétrica de riesgos

**Cuadro 2. Casos que ilustran el modelo de negocios
en la expansión de la cadena gas-electricidad**

Caso	Gasoducto	Monto (miles de pesos) y/o información del estado de la infraestructura
Subutilización: CFE paga capacidad según contrato, aunque esté subutilizado.	Sásabe-Guaymas (no utiliza 90.7%)	\$970,376.7
	Tamazunchale-El Sauz	\$1,729,602.4
	Gasoducto Corredor Chihuahua (no utiliza 92.9%)	\$1,042,368.9
	Sásabe-Guaymas (no utiliza 90.7%)	\$970,376.7
Contratación de gasoductos sin existencia de centrales: Es un caso especial de subutilización, a causa de que no existen las centrales que van a utilizar el gas.	Sistema Sásabe - El Oro	1 Central en construcción
	Corredor Chihuahua	3 centrales sin licitación
	El Encino – Topolobampo	2 en construcción, 2 sin licitación
	Sistema Sásabe - El Oro	2 en pruebas de gas
	Tamazunchale – El Sauz	6 sin licitación
	Morelos	1 en construcción
	El Encino - La Laguna	1 en construcción , 4 sin licitación
	Ojinaga - El Encino	1 en construcción
	Waha - Presidio	1 en construcción
	San Isidro - Samalayuca	1 en construcción
	Waha - San Elizario	1 en construcción
	Ramal-Empalme	2 en pruebas de gas
		Monto por Cargo Fijo para tener gas natural disponible para las 20 centrales: \$6,900,575.5

Caso fortuito: CFE acepta el caso fortuito que plantea la empresa y paga por él.	Encino - Topolobampo	\$1,070,143.7
	Guaymas-El Oro	Transportista solicitó 106 días y CFE otorgó 183, además no demostró que se cobraran las penas convencionales
	Tamazunchale-El Sauz	\$33,152.7
Subutilización y caso fortuito: Los dos casos simultáneamente.	Morelos	\$397,817.2
Contratación de ductos sin existencia de centrales: Es un caso especial de subutilización, a causa de que no existen las centrales que van a utilizar el gas.	Ramal-Hermosillo	CFE no evidenció el cobro de pena convencional por: \$32,967,000
Condonación de penas convencionales por no integración nacional: La CFE no muestra evidencias de haber cobrado a la empresa por incumplir.	Ramal-Hermosillo	CFE no evidenció el cobro de pena convencional por: \$16,193,263.39
	Ojinaga-El Encino	CFE no evidenció el cobro de pena convencional por: \$92,745,119.97

Fuente: Elaboración propia con información de la ASF (2016, 2017).

Nota: El Monto se refiere a lo que erogó la CFE en pago a las empresas contratistas correspondientes, o bien a lo que condonó en beneficio de éstas.

El análisis previo permite sintetizar y evaluar el proceso de generación de un modelo de negocio empleando la infraestructura de gasoductos de la cadena gas-electricidad construida en el periodo 2007-2018. Un análisis económico debe asumir la explicación del mecanismo por el cual las inversiones en medios de producción, infraestructura de transporte de gas en este caso, generan valor a los agentes en la operación de dicha infraestructura, y el modelo en cuestión es el de extracción de

recursos públicos mediante reglas aceptadas en los contratos y una gestión de las incidencias favorable a las empresas privadas, en el marco de una ausencia de planeación que se salda con recurso públicos.

La decisión de generar la infraestructura de gas-electricidad se fundamentó en una necesidad “auto-evidente” de crear un mercado privado y no en una racionalidad técnicoeconómica sustentada en una planeación energética. Los diferentes anuncios de extensión de la red nacional de gasoductos, en los textos oficiales, expresaban ampliaciones de la capacidad de transportar gas sin relación precisa con la nueva oferta de electricidad y sus diferentes usos regionales y sectoriales. El ritmo de la construcción de los ductos no guardó relación con la correspondiente de las centrales eléctricas a las cuales debían de surtir el gas natural necesario para la conversión.

El flujo de inversiones derivó en una situación de sobrecapacidad con un costo importante sobre el presupuesto público, el cual no puede ser atribuido a una falla de planeación, puesto que no ha existido, sino a la aplicación de un modelo de negocios explícito cuya operación ha sido descrita en este texto. La inversión privada con la cual son construidos los ductos empieza a ser recuperada por las empresas en el momento en que son declarados finalizados según la fecha contractual, sin importar el grado de operatividad que tengan. Los contratos fijan en 25 años el periodo durante el cual los ductos serán propiedad de la empresa y recibirán el pago por la capacidad que tengan.

Esta característica contractual, propia de un sector de costos hundidos y que es un mecanismo de minimización de riesgos para el agente inversionista, exige, en contrapartida, un escenario de precisión de las necesidades de inversión y en la minimización de riesgos para la parte contratante, consistente en una planeación que optimice costos. Por el contrario, el proceso de contratación mexicano fue masivo e incurrió en contratación deliberada de sobrecapacidad, acompañada de una gestión de

riesgos asimétrica en la cual los casos de incumplimiento fueron absorbidos de modo automático por la parte contratante.

La racionalidad económica de la cadena gas-electricidad fue la apertura de un mercado explotado bajo un modelo de negocios que extrae recursos públicos como mecanismo de valorización de la inversión en ductos. La caracterización de este modelo de negocios es un paso analítico importante para la comprensión del proceso general de la Reforma Energética, en el marco de las batallas económicas por la energía.

REFERENCIAS

- Alvarez, A. (2014). Economic Integration and Energy in Mexico, Before and After NAFTA. *International Journal of Political Economy*, 43(2). DOI: 10.2753/IJP0891-1916430205
- Alvarez, S. (2019). Geopolítica financiera y petróleo. *Hegemonía Estadunidense e México y Argentina*. Editorial Fondo de Cultura Económica.
- Auditoría Superior de la Federación (ASF) (2016). Gasoductos para el Servicio de Transporte de Gas Natural. (Cuenta Pública 2016). https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2016ii/Documentos/Auditorias/2016_0492_a.pdf
- Auditoría Superior de la Federación (ASF) (2017). Gasoductos para el Servicio de Transporte de Gas Natural. (Cuenta Pública 2017). https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2017b/Documentos/Auditorias/2017_0519_a.pdf
- Auditoría Superior de la Federación (ASF) (2018a). Desempeño de la CFE en el Transporte y Suministro de Gas Natural. (Cuenta Pública 2018). https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/Documentos/Auditorias/2018_0502_a.pdf
- Banco Mundial. (2004). Public and Private Sector Roles in the Supply of Gas Services in Developing Countries. https://web.worldbank.org/archive/website01021/WEB/IMAGES/GAS_OPER.PD

- Browning, J., Aitken, G., Plante, L., Nace, T. (2021). *Pipeline Bubble: Tracking Global Oil and Gas Pipelines*. Global Energy Monitor. <https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2021/02/Pipeline-Bubble-2021.pdf>
- Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) (2023). Boletín Electrónico del SISTRANGAS. <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) (2012). Libro Blanco Paquete de Gasoductos.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) (s.f.). Plan de Negocios 2022-2026. <https://www.cfe.mx/finanzas/Documents/Plan%20de%20Negocios%202022-2026%20V48%20PUBLICA.pdf>
- Chevalier, J.- M., Derdevet, M., Geoffron, P. (2012). *L'avenir énergétique: cartes sur table*. Gallimard.
- Chevalier, J. - M. (2013). *Les grandes batailles de l'énergie*. Gallimard.
- Gobierno de la República. (2013). Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5299465&fecha=20/05/2013#gsc.tab=0
- Gobierno de la República. (2014). Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342547&fecha=29/04/2014#gsc.tab=0
- Hansen, J. - P., Percebois, J. (2010). *Énergie. Économie et politiques*. De Boeck Supérieur. Gallimard.
- Hess, D. J. (2011). Electricity Transformed: Neoliberalism and Local Energy in the United States. *Antipode*, 43 (4). <https://doi.org/10.1111/j.1467-8330.2010.00842.x>
- Lajous, A. (2012). Nuevas perspectivas del gas natural en México. *Foro Internacional*, LII, 3 (209). <https://forointernacional.colmex.mx/index.php/fi/article/view/2112>
- Lajous, A. (2013). Dilema del suministro de gas natural en México. CEPAL - *Serie Estudios y Perspectivas-México*, 142. <https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/4927>

- Micheli, J. (2023), Gasoductos en la reforma energética de México: 2013-2014. Un modelo de negocios extractivista, *Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía*, 55 (216) <https://doi.org/10.22201/iiec.20078951e.2024.216.70029>
- Mordor Intelligence. (2023). <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/oil-and-gas-pipeline-market>
- Ritchie, H. (2021). Which sources does our global energy come from? How much is low-carbon? Our World in Data. <https://ourworldindata.org/sources-global-energy>
- Rodríguez, V., Estrada, J. y Ventura, V. H. (2022). El gas natural en México: impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional. Editorial Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/47981>
- Secretaría de Energía (SENER) (2014). Prospectiva de Electricidad 2014-2028. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62947/Sector_El_ctrico_2014-2028.pdf
- Secretaría de Energía (SENER) (2015). Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019. <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-gas-natural-2015-2019>
- Secretaría de Energía (SENER) (2020). Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024. <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/plan-quinquenal-de-expansion-del-sistema-de-transporte-y-almacenamiento-nacional-integrado-de-gas-natural-2020-2024-257018>
- Smil, V. (2017). *Energy Transitions: Global and National Perspectives*. Santa Barbara, California: Praeger, Segunda Edición.
- Vargas, Rosío. (2015a). La Reforma Energética: a 20 años del TLCAN. *Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana*

- de Economía, 46(180). <https://probdes.iiec.unam.mx/index.php/pde/article/view/47190/42464>
- Vargas, R. (2015b). Reforma energética: De servicio público a modelo de negocios. *Política y cultura*, 43. http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0188-77422015000100007&lng=es&tlng=es
- Victor, D.G., Jaffe, A., y Hayes, M.H. (2006). *Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040*. Cambridge University Press.

El marco regulatorio de la CRE como instrumento privatista

La expansión del consumo de gas natural en México tuvo lugar bajo tres factores combinados: la apertura a la inversión extranjera de la industria de transporte del gas natural, la transformación de la producción eléctrica a favor de las plantas generadores de ciclo combinado, y la definición comercial y estratégica de depender crecientemente de las importaciones de gas natural de EE. UU.

La Comisión Reguladora de Energía fue el instrumento institucional que permitiría conjuntar los tres factores y aplicar la nueva legislación que formalizaba y facilitaba ese propósito. En sus poco más de dos décadas de funcionamiento, la CRE ha sido el órgano proteccionista de un modelo de rentas que permite la extracción de recursos desde la esfera pública a la privada.

La gradualidad de la apertura a empresas extranjeras no impidió que proliferaran y dominaran nuevos acuerdos entre éstas y el Estado en los cuales se aplicaron las condiciones necesarias para las primeras, otorgándoles ventajas económicas en detrimento financiero y patrimonial de las empresas públicas energéticas: PEMEX y la CFE. El mecanismo general para los acuerdos bajo la gradual reforma energética, fue un dispositivo de transferencias desde lo público, como se verá. En el campo político, este régimen de acuerdos/subsidios fue asegurado por la actuación de una tecnocracia en el sector energético que fue recontratada, tras su ciclo público, por las mayores empresas. Entre 1994 y 2016, nueve exfuncionarios del más alto nivel de dirección de PEMEX y de la Secretaría de Energía se vincularon laboralmente con empresas privadas del sector (Salas-Porras, 2017, pp. 129-133).

1. PRIVATIZACIÓN TEMPRANA, EL PAPEL DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Durante la última década del siglo pasado, México fue parte de una ola de privatizaciones en la economía del gas natural en diversos países de América Latina, como Argentina, Colombia y Chile, bajo la misma lógica de abrir el mercado a empresas privadas y simultáneamente dotar al Estado de herramientas administrativas de regulación a fin de evitar prácticas monopólicas (Campodónico, 1999, Monaldi, 2010). En nuestro país, durante el año de 1995, se promulgaron las primeras iniciativas legales para generar y administrar un mercado privado del gas natural, buscando la entrada de las empresas que reemplazarían a PEMEX en el negocio del transporte, distribución y almacenamiento del hidrocarburo, pero también, como se verá, utilizando la infraestructura pública de la industria gasífera para generar las ganancias del sector privado.

Se modificó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, de modo que:

Se amplía la definición de la industria petrolera para permitir la participación de particulares en la construcción y operación de ductos, para tal fin se califica de utilidad pública la construcción de gasoductos, se establecen condiciones para la eficiencia y competitividad de los permisionarios de la distribución de gas en cuanto a sus servicios y productos, se mantiene bajo control estatal la exploración, explotación, elaboración y venta de primera mano de gas, así como su transporte y almacenamiento indispensables (Biebrich y Spíndola 2008, p. 60).

Se creó el Reglamento de Gas para especificar modalidades de la participación privada y se definió el papel regulador del nuevo ente público que fue la Comisión Reguladora de Energía, CRE, establecida como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía en 1995, tras haber sido creada en 1993 como órgano consultivo de la misma secretaría en el ámbito de la industria eléctrica.

La CRE fue creada con la misión de aplicar los principios antimonopólicos en las industrias de energía, y aunque su objetivo inicial fue el sector eléctrico, su campo de acción principal fue el gas, reflejando así el interés político prioritario de privatizar ese sector. La misión de la CRE es: “Regular de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades de los mercados energéticos que son de su competencia, a fin de generar certidumbre que aliente la inversión productiva, fomentar una sana competencia, propiciar una adecuada cobertura y atender a la confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, a precios competitivos, en beneficio de la sociedad” (DOF, 24/11/2017). La primera década de actividades de la CRE (1996-2005) marcó las pautas de la reforma energética que los gobiernos de los presidentes Zedillo y Fox auspiciaban, tal como se informa en el documento elaborado por la CRE (s.f.). En él sobresale la escasa intervención regulatoria en el sector eléctrico, con una CRE reducida a emitir permisos para proyectos de producción e importación de energía eléctrica y sin capacidad de establecer tarifas; mientras que por otra parte, su intervención en el sector gasífero fue rápida y extensa con el fin de conectar sus procesos con la apertura del sector a la inversión extranjera y a la reducción de la estructura y funciones de la empresa PEMEX.

En efecto, desde 1996, sin experiencia previa en la actividad gasífera, la CRE elaboró las metodologías que se debían seguir para calcular los costos y las tarifas de las empresas que transportan y/o distribuyen gas natural, (Directiva de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural y Directiva de contabilidad). Con base en esos instrumentos iniciales, otorgó el permiso a PEMEX Gas y Petroquímica Básica para el transporte de gas natural en el SNG. Igualmente construyó una zonificación de México para aplicar de modo diferencial criterios de rentabilidad para las empresas de la distribución del gas natural (Directiva sobre zonas geográficas de distribución), con lo cual la primera concesión fue otorgada

en 1998 a Metrogas, filial de la empresa española Gas Natural, actualmente denominada Naturgy ¹¹.

2. ANATOMÍA DE LA REGULACIÓN

Phillips y Brown (1993) recogen la filosofía social y el contexto político implícitos en la función regulatoria y señalan que ésta se puede desarrollar bajo tres posibilidades distintas : i) industrias en las cuales la competencia no puede sobrevivir y por ende la regulación es necesaria para generar resultados competitivos, ii) industrias en las cuales existe competencia activa pero en los que, por alguna razón, la competencia no produce resultados competitivos, iii) industrias en las cuales la regulación permite alcanzar otras metas de la política pública, tales como “la defensa nacional, la estabilización económica, el desarrollo regional y la equidad social” (p. 51). Apuntan que la característica que justifica que las empresas de transporte y distribución de gas sean reguladas, es la existencia de economías de escala significativas por la explotación de la inversión en infraestructura. Las empresas que actúan en ese mercado, dado que carecen de competencia por tratarse de un monopolio natural en un mercado regional específico, no trasladan la baja de costos al consumidor, por lo cual adquieren rentas crecientes.

¹¹ El proceso de otorgamiento del permiso a Gas Natural ilustra, desde sus orígenes, la lógica de traspasos de propiedad que caracteriza al modelo rentista de las empresas del sector. En efecto, en julio de 1998, la CRE declaró ganadora de la licitación a un consorcio de tres empresas: Lone Star International, Grupo Diavaz y Consorcio PEM. Tres semanas después, Consorcio PEM realizó un convenio de cesión a la empresa Servicio de Energía de México, la cual, diez días después, compró las acciones de una empresa propiedad de PEMEX Gas y Petroquímica Básica llamada Diganamex. Ya privatizada, Diganamex recibió el 3 de septiembre de 1998 el permiso para distribuir gas en el Distrito Federal. Esta empresa cambiaría posteriormente de nombre a Metrogas, una filial de la española Gas Natural, de la que eran propietarias a su vez, de Repsol e Iberdrola (Zepeda, 2012) .

Esta tendencia es la que busca contrarrestar la regulación con una técnica económico-contable específica.

Dado que existen otros sectores en los cuales existe un proceso semejante y no son regulados, el criterio legal y social es el determinante: el gas natural, como el agua o la electricidad, constituyen servicios públicos cuyo precio, calidad y suministro deben ser regulados, de allí la definición amplia de regulación: “la regulación es un concepto económico, legislativo y legal” (Phillips y Brown, 1993, p. 49). Agregan que

La regulación se puede expandir sobre los mismos principios que le dieron lugar pero también por razones poco relacionadas con las iniciales. Las nuevas razones pueden ser suficientes para justificar la extensión de la regulación, pero una *policy making* inteligente debería ser juzgada por sus propios méritos. Las extensiones “lógicas” de la regulación no son siempre lógicas: De modo similar, las condiciones que produjeron en un principio la regulación pueden haber cambiado al punto de que la regulación sea reducida o bien drásticamente modificada. (p. 51)

Lo anterior subraya carácter histórico que tiene la función regulatoria, condicionada por una política de Estado que tiene objetivos específicos en torno al desarrollo económico y social.

La orientación axiológica de la regulación se materializa en una técnica para poder emular el comportamiento económico de las empresas reguladas y así poder establecer precios que correspondan a costos, basándose en información real y en supuestos realistas, que conduzcan a un modelo del comportamiento de la empresa en condiciones dinámicas. Esta técnica es en sí misma un instrumento en transformación, tanto por las consideraciones previas como por el hecho de que las entidades productivas son dinámicas, sujetas a cambios tecnológicos y a la apertura de nuevas oportunidades de negocios. Por ello, la literatura que enfatiza el aspecto instrumental de la regulación también advierte del importante fenómeno del conflicto implícito entre regulador y regulado. Ello ha sido patente en la ya larga historia de la industria del

gas natural en EE. UU. y en las diversas etapas de su regulación desde finales del siglo XIX.

La racionalidad de la regulación es mantener un equilibrio entre los intereses de las empresas y los de los usuarios (Boehm, 2015), por ello, las claves de un marco regulatorio eficiente son contar con políticas claras, transparencia, difusión pública, reglas predecibles y una capacidad institucional adecuada; de manera tal que el regulador pueda oponerse a la captura por parte de la industria o del Estado (Sunita y Nellis, 2004). El marco regulador debe establecer tarifas para los usuarios que reflejen de manera transparente los costos incurridos, eviten subsidios cruzados, permitan a las empresas obtener una rentabilidad razonable sobre su capital invertido y recuperar los costos totales incurridos para prestar el servicio (CRE, 2007). De no cumplirse estos supuestos, la regulación incurre en fallas que promueven beneficios indebidos a las empresas en detrimento de los usuarios (Stigler, 1971; Sunita y Nellis, 2004).

La técnica regulatoria se atiene a una base conceptual contable: Los organismos reguladores calculan precios y tarifas de las empresas con la información contable de los distintos costos que las mismas les proporcionan. Para regular el precio existen dos principios: de acuerdo con Boehm (2015) la regulación puede estar basada en costos o en incentivos. El primero consiste en fijar un límite al precio a partir de una estructura de costos y ganancias que el regulador considera razonable a fin de permitir la sostenibilidad de la empresa en el tiempo. Aquí la empresa debe demostrar que lleva a cabo procesos de eficiencia. El segundo consiste en obligar a la empresa a disminuir costos unitarios (eficiencia) y asociar su precio unitario con esa eficiencia. El método adoptado en México es el primero.

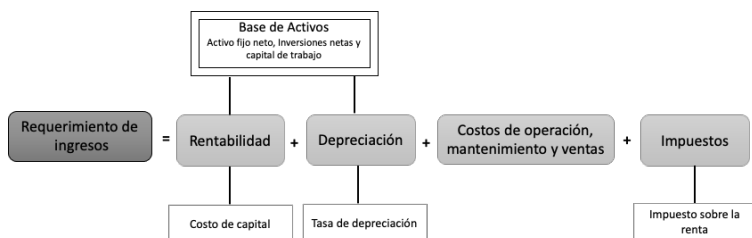
La regulación como cuerpo particular dentro de la teoría económica se fundamenta en principios económicos básicos (Veljanovsky, 2010). En efecto, la taxonomía de los costos tiene dos vertientes que se complementan en los cálculos económicos: la de costos fijos y variables y la de costos directos e

indirectos. Los primeros son costos que debe recuperar la empresa y los segundos se refieren a la forma en que la empresa asigna costos a sus actividades. Ambas vertientes se integran en la contabilidad necesaria para obtener el resultado de precios regulados, los que deben reflejar correctamente la recuperación y la asignación de costos. Los costos fijos y variables de la empresa, divididos por la cantidad producida, determinan los costos unitarios. A mayor cantidad producida, la parte de costos fijos hace bajar los costos unitarios –economía de escala– y la parte de costos variables se puede moderar o administrar con eficiencia organizacional y salarial. Los costos unitarios se transforman en precios de venta básicamente por agregar un porcentaje que resulta del rendimiento esperado por el capital invertido. La inversión en esta industria es alta y se considera como costo hundido porque una vez materializada en infraestructura física tiene una única función económica sin alternativas. Dado que las condiciones de mercado son dinámicas, los procesos de cálculo deben actualizarse periódicamente. Los reguladores trabajan entonces con los datos y resultados del periodo previo y con los planes de inversión, gestión de la eficiencia y expansión de mercados de las empresas, generando así precios y tarifas para un periodo siguiente, bajo un modelo de cálculo denominado *price-cap*, es decir, de precios máximos en los cuales estén contenidos de manera suficiente y dinámica, los costos y los beneficios de la empresa a lo largo de 5 años¹².

¹² “Este modelo procura reflejar en la tarifa final la evolución de los costos de las empresas de transporte y distribución, los ocasionados por la prestación del servicio y la obtención de una ganancia razonable. El sistema de *price-cap* busca que las empresas optimicen sus costos para que el precio final sea más bajo que el precio máximo fijado por el regulador, y así competir con otros oferentes del servicio para obtener una mayor cuota de mercado. De esta manera, el concesionario ganaría por la ampliación de la cobertura de su servicio y los usuarios finales, por una tarifa más baja. Sin embargo, cuando a un monopolio natural se le aplica la lógica del *price-cap*, son pocos los incentivos que se generan para reducir los costos del servicio, bajar la tarifa final, e incrementar por eficiencia la tasa de rentabilidad, ya que las concesionarias no compiten por la obtención de nuevos usuarios fuera de su

La empresa debe presentar al organismo regulador un “Requerimiento de ingresos”, definido como “la proyección de ingresos necesarios para cubrir los costos de operación, mantenimiento y ventas (costos OMAV), los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable” (disposición 12.3 de la Directiva de Tarifas). La clave de la técnica de cálculo del organismo regulador consiste en definir cuánto de ese monto de requerimiento de ingresos acepta a la empresa regulada, y con base en qué montos de costos y de ganancia.

Figura 1. Composición del Requerimiento de Ingresos



Fuente. Micheli, Ramírez (2023)

El requerimiento de ingresos es la expresión del monto total de ventas que la empresa va a realizar durante el periodo de 5 años. Por tanto, contiene sus costos y la ganancia. Dicho requerimiento de ingresos es recuperado por las ventas del gas natural a un número de usuarios determinado, mediante tarifas agrupadas que comprenden el costo y la ganancia mediante las expresiones de cargo por servicio y cargo por comercialización y distribución.

Dada la naturaleza de la inversión física, los costos mayores son los fijos, que son costos hundidos, y en menor medida aparecen los costos variables, que están en función de la cantidad de usuarios por grupo tarifario y por ende del gas distribuido.

área de concesión, lo que implica, de hecho, que la reducción de costos y/o el aumento de productividad redunde en un incremento de la rentabilidad para las empresas privatizadas de servicios públicos”. Serrani, (2020).

Para la asignación eficiente de los costos, es necesaria la correcta aplicación de los conceptos de costos directos e indirectos. Los primeros son los que permiten la operación específica del servicio para cada grupo de usuarios, y los segundos permiten la operación general del servicio y son indistinguibles por grupo de usuario.

Cada uno de estos costos funcionales contiene costos estructurales fijos y variables. En un sistema de distribución, el costo directo está relacionado con la inversión física necesaria para conducir el gas a cada grupo de usuarios y los gastos operativos correspondientes; mientras que el costo indirecto está en función de los gastos operativos generales del sistema.

Una tarifa eficiente, desde el punto de vista de los usuarios, consiste en que los cargos en la tarifa que paga, sean proporcionales a los costos estructurales variables y fijos en que incurre la empresa para ese grupo tarifario específico, mediante la correcta asignación funcional de costos. Si esto se no cumple, la empresa incurre en los subsidios cruzados: con un grupo de usuarios recupera costos que son atribuibles a otro grupo de usuarios, beneficiando a éste. La base de la regulación consiste en que exista transparencia en esta asignación.

3. LA TRAYECTORIA DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

La regulación en materia de gas en México, desde su creación en 1996 y a lo largo de 24 años hasta 2020, ha tenido la misión de aplicar una regulación asimétrica hacia la empresa pública PEMEX para construir, con base en la transferencia de recursos públicos, los mercados de las empresas privadas. Este ha sido su carácter histórico en el proceso neoliberal que siguió el Estado mexicano.

La utilización de un modelo de cálculo de costos y rentabilidades que asume un conocimiento de las condiciones reales de

operación de las empresas reguladas, fue establecido en realidad como un mecanismo técnico colateral a una intencionalidad estratégica orientada a generar las pautas de rentabilidad deseadas por la propia CRE. Este organismo, en un informe elaborado en el año 2015, señaló respecto al grado de conocimiento real sobre el proceso técnico-económico de la empresa que pueden tener el regulador, que:

Los sujetos regulados generalmente tendrán un conocimiento más profundo de las dimensiones técnicas, pero ello no debe preocupar al organismo regulador, ya que su sistema de entrega de valor no le exige ser el más experto, sino el más estratégico a la hora de diseñar la matriz regulatoria y cada regulación, el más inteligente a la hora de supervisar, y el más objetivo y justo a la hora de dictaminar. En ningún ámbito los recursos del árbitro tienen que ser los mismos que los recursos de los jugadores (CRE, 2015, p. 11).

Ese carácter estratégico de la regulación que ha diseñado la Comisión se ha reflejado en una matriz regulatoria que debía resolver el “problema” de convertir en palanca de la nueva inversión privada a la infraestructura pública previamente existente en materia de transporte de gas natural por ductos. Para ello debía operar una matriz que generase asimetría a favor de los ductos privados que participasen en la red de transporte pública (Sistema Nacional de Gasoductos). Eso lo convertiría en un promotor del mercado privado, siguiendo el condicionamiento histórico que tenía como parte del modelo económico. En el primer informe de labores, su máxima autoridad, el Presidente Comisionado, señaló que la reforma presidencial iba dirigida, en este orden, a: “promover la inversión productiva y el desarrollo eficiente de este mercado” y líneas abajo, “las nuevas condiciones de participación en el sector han significado, solo en 1996, compromisos de inversión, para los próximos cinco años por más de 1,300 millones de dólares” (CRE, 1996, p. 5). Esta primera auto-evaluación que realizó el organismo público recién creado dejaba claro que su objetivo era la creación del mercado privado, y el mismo tono de exitoso organismo

promotor de inversiones se mantendría en los informes de los años subsiguientes.

Para poder ejecutar una política dirigida básicamente a condicionar las actividades de la empresa paraestatal PEMEX, propietaria y administradora de la infraestructura de la cadena de valor de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, era necesaria la desintegración de la empresa PEMEX para poder individualizar mercados y condicionar la empresa pública a regular. Para ese fin se creó PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) como entidad desincorporada del corporativo PEMEX. Es interesante observar que PGPB fue creada por el Consejo de Administración de PEMEX en 2009 (Palma, 2009) pero no existió una decisión formal mediante un decreto que definiera su estructura y funcionamiento sino hasta el año de 2013 (DOF, 2013). Sin embargo, el primer paquete de tarifas que le impuso la CRE tuvo un periodo quinquenal de vigencia de 2008 a 2012, es decir, durante la operación de una empresa, PGPB, debilitada institucionalmente.

La tarea reguladora de la CRE se ubica principalmente en el plano económico y se resume en las actividades de otorgar permisos y establecer tarifas. Los permisos son para empresas que desarrollan la actividad de transportar, distribuir y/o almacenar el gas natural. La infraestructura de ductos sobre la cual debía operar en un principio la regulación de permisos y tarifas era la del llamado Sistema Nacional de Gasoductos, y cuya propiedad era de la misma PGPB. Esta subsidiaria de PEMEX y las empresas privadas entrantes al mercado deben solicitar su permiso correspondiente. Las tarifas, del mismo modo, deben ser solicitadas por todas las empresas.

La red debe generar la oferta del gas natural mediante el concepto de contratos de acceso abierto, que garantizan la no discriminación de los usuarios. Los contratos pueden ser en base firme o interrumpible

Un ducto agregado a una red obtiene su rentabilidad por el propio funcionamiento de la economía de red (cada nuevo

elemento se beneficia del conjunto que ya existe), sin embargo siendo el nuevo ducto privado y la red mayoritariamente pública y administrada por un ente público, PGPB, la forma de crear el modelo de negocios privado es garantizarle rentabilidad al nuevo ducto y al mismo tiempo, castigar las tarifas de la parte pública de la red para que sus precios se ubiquen por debajo de sus costos. En el SNG, los costos de la parte pública son subvaluados valorizados por la CRE, en tanto que los costos de la parte privada de la red son reconocidos y premiados por altas tasas de interés, con lo cual la red opera como una fuente de recursos públicos transferidos a las empresas, constituyendo así una renta de éstas por el poder que tienen dentro de la red de transporte, un poder que les otorga el propio Estado mediante la regulación asimétrica.

La estrategia de privatización consiste en promover la creación de ductos nuevos privados o la venta de existentes a empresas privadas, al tiempo que mediante la política de tarifas se premia la rentabilidad privada y se castiga la rentabilidad de PGPB, en un sistema de transporte que funciona como una red. Ello significa que el órgano regulador debía otorgar permisos y /o autorizar tarifas de modo que los activos públicos sirviesen de palanca o garantía de ganancias para las empresas privadas que hubiesen comprado ductos a la empresa estatal o bien que hubiesen invertido para crear nuevos ductos dentro de la red del SNG.

Es decir, mediante los precios autorizados por la CRE, se limita la capacidad de PGPB de recuperar los costos reales en que incurre, que son costos públicos que al no ser recuperados por el mercado, deben serlo mediante subsidios, a menos que los bienes y servicios operativos de PGPB se desvaloricen. Los argumentos técnicos de esta regulación de tarifas se han basado en una comparación internacional de “mejores prácticas”, comparando artificialmente a empresas privadas del espacio económico estadounidense, con una empresa pública de México.

Los datos conocidos de la primera etapa regulatoria sobre tarifas a PGPB, llevada a cabo en el año 2007, permiten cuantificar el daño al patrimonio público de la empresa filial de PEMEX a través de una regulación asimétrica (Micheli, Romero, Valle, 2013). Se trata del procedimiento regulatorio conocido como Revisión Quinquenal de las Tarifas de Transporte de Gas Natural para PGPB del Sistema Nacional de Gasoductos, que culminó con la Resolución Oficial de 17 de diciembre de 2007 (RES/487/2007, de la CRE), y las tarifas fueron publicadas en el Diario Oficial el 26 de diciembre de 2007.

En dicho procedimiento, la empresa pública evaluó que para transportar el gas natural en sus ductos durante el periodo de 5 años de 2008 a 2012, el monto de sus ingresos debía ser de 39, 412 millones de pesos. En contrapartida, el órgano regulador determinó, según su marco regulatorio, que PEMEX Gas y Petroquímica Básica debería recibir únicamente 27,853 millones de pesos; esto es, un 29.3 % menos. El ente regulado planteó la siguiente estructura del ingreso económico requerido para su operación:

Cuadro 1. Ingreso requerido calculado por la empresa PGPB para operar durante el quinquenio 2008-2012

CONCEPTO	MONTO (millones de pesos de 2006)
Gastos de operación y mantenimiento	20,856
Depreciación	6,108
Impuestos	3,735
Rendimientos sobre la inversión	8,714
TOTAL	39,412

Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE, RES/406/2007

Sobre esta estructura de ingresos, la CRE aplicó las siguientes reducciones:

- En el rubro de gastos de operación y mantenimiento, por un monto de \$ 8, 578 millones de pesos, es decir, los ajustó en 41 % aproximadamente. Ello equivale a condicionar a que la empresa pueda operar con solo 59 % de los costos que manifiesta tener.
- En el rendimiento sobre la inversión por un monto de \$2,087 millones de pesos, es decir, en 23.9%. Con ello, fijó la tasa de rentabilidad de la empresa en 11.3%, que es menor a la de las empresas transportistas privadas según puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Cuadro 2. Tasas de rentabilidad autorizadas por la CRE en 2007

Transportista	Tasa de rentabilidad
Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V.	15.4
Transportadora de Gas Zapata, S. de R.L. de C.V.	16
Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V.	14.4
Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R.L. de C.V.	11.7
TGT DE MEXICO, S.A. DE C.V.	12.1
Ductos de Nogales, S.A. de C.V.	14.4
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.	12.9
Transportadora de Gas Natural de la Huasteca S de R.L. de C.V.	13.8
Tejas Gas de la Península, S. de R. L. de C.V.	13.7
PEMEX Gas y Petroquímica Básica, SNG	11.3

Fuente: Anexos de los permisos de transporte de acceso abierto de gas natural, CRE

Por ello, en conjunto, la empresa del Estado debe obtener ingresos por sus ventas que son menores en 29.3% a los que la misma empresa considera razonables y la connotación que tuvo este primer ejercicio regulatorio es evidente: en lo que fue prácticamente la primera muestra de las capacidades del recién creado órgano regulador, éste aplicó fijó tarifas a la empresa del Estado que le causaron una merma patrimonial de casi

una tercera parte de sus recursos, mediante la privación de su recuperación de costos y la tasa de rendimiento más baja de las empresas del mismo ramo.

Esta fue la dimensión real de la puesta en marcha de la regulación sobre el transporte de gas natural, situación que se mantuvo a lo largo de la subsecuente política neoliberal: la regulación ha sido el mecanismo de erosión de la capacidad de la infraestructura pública de gasoductos, para beneficiar a las empresas privadas del nuevo mercado.

En los años que siguieron al primer gran impacto que recibió el sistema público de transporte de gas, por parte del órgano regulador, el esperado incremento y reemplazo de la infraestructura de ductos por parte de empresas privadas no cumplió las expectativas. El sistema siguió funcionando bajo la lógica de la empresa paraestatal y la realidad mostró que el SNG, de propiedad pública, seguía siendo el eje del transporte del hidrocarburo.

En el informe que recapitula los primeros 10 años de experiencia regulatoria, el presidente de la CRE, señaló:

En materia de transporte es necesario limitar la posición dominante de PGPB excluyendo su participación en nuevos proyectos en los que haya interés de los sectores social y privado. Esto permitirá a PEMEX concentrar sus escasos recursos en aquellas actividades reservadas al Estado, dedicar mayores recursos a la operación de sus activos existentes y promoverá competencia en beneficio de usuarios. En materia de comercialización, resulta necesario lograr el acceso abierto al Sistema Nacional de Gasoductos (esto no ha sido posible debido a diferencia en posición de PGPB y usuarios industriales y se ha complicado por los incrementos en el precio de la molécula). (CRE, 2005, p.48).

La CRE debía aplicar un segundo periodo de autorización de tarifas de 2009 a 2014, cosa que hizo, disminuyendo en 40% la tarifa que solicitaba le empresa, argumentando esta vez con un procedimiento estadístico plagado de supuestos y de inferencias, que el requerimiento de ingresos era excesivo (RES/550/2013). Desde el punto de vista de la técnica

regulatoria, lo que quedaba de manifiesto que el organismo aún no contaba con la capacidad metodológica para emular el funcionamiento operativo de una empresa como PGPB que administraba más de 8 mil km de ductos, o bien que dicha capacidad técnica no era necesaria puesto que su objetivo era simplemente continuar con el desgaste patrimonial de PGPB. Esta empresa no había implementado la reserva de capacidad sino que funcionaba bajo el principio volumétrico lo cual significaba que su lógica de ventas estaba asociada a la flexibilidad de la oferta y demanda, y no a una obligación contractual de vender determinados volúmenes a demandantes. La lógica “volumétrica” se debe a la forma técnica en que opera el sistema: crecientemente sujeto a entradas de gas de importación, con pocas redundancias, sin capacidad de almacenamiento y bajo la presión de la sobrecarga, como se ha visto. Las empresas privadas que entraron al sistema, no solucionaron sino que agravaron el problema, pues su lógica fue un aprovechamiento comercial y no optimizar el sistema. La reserva de capacidad, se inscribe en el principio de la regulación asimétrica para la empresa pública, y aunque fue promulgado desde el año 2000 en tanto régimen transitorio, como parte de la transformación del mercado, no fue sino hasta 2017 que pudo ser declarado régimen permanente (CRE, 2017).

Aunque nunca fue declarado así, el SNG entró a una fase de crisis técnica. La privatización y las normas regulatorias que lo debilitaron, dieron por resultado varias alertas críticas. La Auditoría Superior de la Federación declaró: “Durante el periodo 2003-2013, se incrementó en 160.2% el volumen de gas no suministrado por PGPB, debido a las alertas críticas.” (ASF, s.f.).

Esta situación denotaba el fracaso de la política aplicada al gas natural: la red estaba sometida a una ausencia de incentivos para crecer, a pesar de la transferencia a las empresas que gestionaban los ductos privados. La vía de solución que se quiso brindar fue crear un nuevo organismo de administración y

operación de la red, llamado Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) sectorizado en la Secretaría de Energía. La misma red cambió su nombre a Sistemas de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), en el año 2014., el cual es, funcionalmente, un SNG de 8990 Km adicionado por un conjunto de 6 ductos privados, con una extensión 1346 Km.

Este sistema atiende las mismas necesidades tradicionales de conducir el gas a los territorios más urbanos e industrializados de México en el centro y parte norte del país (central y oriental). Su aporte técnico más relevante es la redundancia que ofrece al permitir llevar el gas de Nuevo León al centro como alternativa a la ruta del ducto troncal del Golfo de México.

El balance económico del SISTRANGAS, basado en la regulación asimétrica, se resume en el cuadro a continuación, el cual refleja la disparidad de los ingresos obtenidos por la empresa pública y las privadas. En efecto, el SNG con 87% de la longitud total del SISTRANGAS, recibe únicamente el 35% del ingreso que genera el sistema. Eso significa que por cada peso que paga el usuario final en cualquiera de los puntos del sistema, la empresa del estado solo recibe 35 centavos y los 65 centavos restantes se reparten entre 6 empresas privadas.

Hay dos ductos significativamente privilegiados, TPN y TPS, que con 7.1% del aporte de la infraestructura, reciben el 44.3% del ingreso. También cabe mencionar a GDN, con 1.7% de la infraestructura y 12.9% de los ingresos. Estos tres ductos fueron incorporados al nuevo sistema en 2013 y 2014.

Cuadro 3: Estructura física y regulación del SISTRANGAS

Sistema	Longitud Km	% Longitud	Requerimiento de Ingresos \$ (RES/070/2021)	% RI
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	8,990	87.0%	6,528,323,441	35.7%
Gasoductos de Tamaulipas (GDT)	114	1.1%	992,898,332	5.4%
Gasoductos del Bajío (GDB)	204	2.0%	256,529,065	1.4%
Gasoductos del Noreste (GDN)	116	1.7%	2,365,178,283	12.9%
Gasoductos del Noroeste (GNN)	173	1.1%	57,608,221	0.3%
Tag Pipelines Norte (TPN)	447	4.3%	5,123,447,321	28.0%
Tag Pipelines Sur (TPS)	292	2.8%	2,975,632,515	16.3%
Total	10,336		18,299,617,178	

Fuente: cálculos con base en CRE: RES /07/2021

Estas proporciones son el resultado de la aplicación de la regulación asimétrica para favorecer las ganancias privadas con el apalancamiento de la empresa pública. Cada km de ductos privado genera 1204% más ingreso que el km de ducto público y así quiso resolver la política regulatoria el reto de promover la inversión privada mediante el uso de la infraestructura pública.

Para concluir, en el marco regulatorio histórico real aplicado en el periodo neoliberal, la asimetría de la regulación para favorecer el objetivo de crear un mercado de gas natural privado, no ha sido considerada una “falla” regulatoria sino, por

el contrario, una necesidad y con ello, una práctica convergente con la captura implícita del regulador por intereses privados¹³.

La pervivencia de la infraestructura pública como eje del transporte de gas natural ha establecido una de las principales contradicciones con la orientación privatizadora de la política regulatoria. Si en el tema de la regulación económica sobre el transporte, el concepto de asimetría no ha sido explícito, sino que ha formado parte del marco regulatorio, en la regulación de precios, el objetivo del Estado ha sido explícitamente deteriorar a la empresa pública. El gas que se vende en dicha infraestructura bajo la figura de ventas de primera mano bajo un esquema contractual de “acceso abierto” el cual garantiza que no exista discriminación indebida entre clientes similares (DOF, 27,08, 2018). La venta de primero mano alude a primera enajenación de la molécula en territorio mexicano, que realiza cualquier entidad del Estado y consiste en el inicio de la cadena de valor del sector privado, tanto para consumo como para crear un mercado secundario de la molécula. La Ley de Hidrocarburos, de 2014, expedida como parte sustantiva de la llamada reforma energética que promovió el presidente Enrique Peña Nieto (2012-2018), en su artículo transitorio Décimo Tercero instruye a la CRE a que:

Continuará sujetando en ventas de primera mano de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos a principios de regulación asimétrica con el objeto de poder limitar el poder dominante de Petróleos

¹³ En sistemas sujetos a regulación, las rentas se originan por las llamadas fallas regulatorias, es decir la incapacidad del regulador para emular correctamente el comportamiento económico del sistema técnico correspondiente. Estas fallas se deben a varios factores: la asimetría de la información entre el regulado y el regulador; falta de transparencia; insuficiente difusión pública; incertidumbre regulatoria; poder discrecional del regulador; adopción de marcos regulatorios sin tener en cuenta el contexto político, legal e institucional; inadecuada recopilación de información y ausencia de modelos cuantitativos para determinar el impacto de las decisiones regulatorias (Sunita y Nellis, 2004; Estache et al., 2003; OECD, 2014). En conjunto son algunas de las fallas que permiten al regulador ser capturado por parte del regulado.

Mexicanos en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados(...) (Diario Oficial, 2014).

La regulación asimétrica no se encuentra como objetivo en la ley de la CRE (DOF, 1995), por tanto la frase de que la CRE “continuará sujetando las ventas de primera mano (...) a principios de regulación asimétrica”, corresponde a una política de facto. Lo único que tiene asentado como objetivo la CRE en el artículo 3, inciso VII de la ley, es “Aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de gas natural y de gas licuado de petróleo y expedir las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia. Si existiendo condiciones de competencia efectiva, la Comisión Federal de Competencia determina que al realizar las ventas de primera mano de gas natural o de gas licuado de petróleo se acude a prácticas anticompetitivas, la Comisión Reguladora de Energía restablecerá los términos y condiciones a que dichas ventas deban sujetarse;” (DOF, 1995)

Durante los 18 años que corren de 1996 a 2014, fue imprescindible mantener la ayuda del Estado mediante la regulación asimétrica para nutrir al modelo de negocios privado con recursos públicos, precisamente por la ausencia de un supuesto mercado “eficiente y competitivo”.

REFERENCIAS

Auditoría Superior de la Federación (ASF) (s.f.) Auditoría de desempeño 2017 -1-18TON -07-0456-2018 , https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2017c/Documentos/Auditorias/2017_0456_a.pdf

- Biebrich, C.A. y Spindola, Alejandro (2008) *Los instrumentos jurídicos de la política energética*, México, Miguel ángel Porrúa, H. Cámara de Diputados, LX legislatura ,
- Boehm, Frédéric. (2005). Corrupción y captura en la regulación de los servicios públicos. *Revista de Economía Institucional*, 7(13),245-263. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=41901310>
- Campodónico, H. (1999) *La industria del gas natural y su regulación en América Latina*, CEPAL, disponible en <https://www.cepal.org/es/publicaciones/12182-la-industria-gas-natural-su-regulacion-america-latina>
- CRE (s.f) Resoluciones .Buscador de Resoluciones <https://www.cre.gov.mx/Resoluciones/index.html>
- Comisión Regula ora de Energía [CRE]. (2007). *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural*. Recuperado de: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5011883&fecha=28/12/2007#gsc.tab=0
- CRE (s.f) *Comisión Reguladora de Energía: Logros y Desafíos* , en <https://www.cre.gov.mx/documento/692.pdf>
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (2015). *Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza el Ingreso Requerido para el cuarto periodo de cinco años a Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V. titular del permiso de distribución de gas natural*.
- CRE (1996) Informe Anual de la Comisión reguladora de Energía, 1996, en <https://www.gob.mx/cre/documentos/informes-anales-de-la-comision-reguladora-de-energia-1996>
- CRE (2005) *Comisión Reguladora de Energía: Logros y desafíos* , www.cre.gov.mx/documento/692.pdf
- CRE (2017) Implementación del régimen de reserva de capacidad de gas natural , 3 de julio, <https://www.gob.mx/cre/articulos/implementacion-del-regimen-de-reserva-de-capacidad-de-gas-natural>

- DOF (2013) Estatuto general de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, en https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5293896&fecha=28/03/2013#gsc.tab=0
- DOF, 24/11/2017 Manual de Organización General de la Comisión Reguladora de energía , https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5505669&fecha=24/11/2017#gsc.tab=0
- (DOF, 27,08, 2018) Acuerdo de la Comisión reguladora de Energía , en https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5535964&fecha=27/08/2018#gsc.tab=0
- Diario Oficial (2014), *Ley de hidrocarburos*, en https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lhidro/LHidro_orig_11ago14.pdf
- Monaldi, F (2010), *La Economía Política del Petróleo y Gas en América Latina*, Workig paper, Julio 2010, Plataforma democrática, <https://www.bakerinstitute.org/research/la-economia-politica-del-petroleo-y-el-gas-en-america-latina>
- Micheli, J., Ramírez, L. (2023) Regulación sin transparencia. Un estudio de costos de la distribución de gas natural para la Ciudad de México, *Revista Iberoamericana de Contaduría, Economía y Administración*, en <https://www.ricea.org.mx/index.php/ricea/article/view/207>
- Micheli, J., Romero, M. y Valle, E. (2013) *El Gas Natural y su geografía industrial en México*, México, Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco
- OCDE. (2014). *Best Practice Principles for Regulatory Policy, The Governance of Regulators*. Recuperado de: <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Flyer-Governance-of-regulators.pdf>
- Palma (2009), <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Avanza-reestructura-de-Pemex-20091220-0037.html>
- Phillips Jr., C. F., Brown, R. G., (1993). *The Regulation of Public Utilities: Theory and Practice*. Public Utilities Reports, Inc.
- Stigler, G. J. (1971). The Theory of Economic Regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 2(1), pp. 3-21. <https://doi.org/10.2307/3003160>

- Salas-Porras, A. (2017) *La economía política neoliberal en México*, Madrid, Akal-
- Sunita, K., Nellis, J. (2004). An Assessment of Privatization. *The World Bank Research Observer*, 19(1), pp. 87-118. Disponible en: <http://www.jstor.org/stable/3986494>
- Serrani, E. (2020). Modelos de regulación de servicios públicos de gas natural en Argentina, 1967-2017. *América Latina en la historia económica*, 27(2), e1062. Epub 10 de junio de 2020. <https://doi.org/10.18232/alhe.1062>
- Veljanovski, C. (2010). Economic Approaches to Regulation. In Robert Baldwin, Martin Cave, and Martin Lodge (eds). *The Oxford Handbook of Regulation*. <https://doi.org/10.1093/oxfordhb/9780199560219.003.0002>
- Zepeda, C. (2012), Privatizaciones realizadas durante el gobierno de Ernesto Zedillo , El Cotidiano, no. 172, marzo-abril, pp 32-39, disponible en <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=32523118004>

El gas LP: Crisis del relato del mercado competitivo

El gas LP es un combustible relevante en la economía de la transición energética. Su producción crecerá a una tasa de 3.9% entre 2024 y 2032 y su impulso mundial está determinado por la demanda de China, India y Japón. Para México es un insumo clave de la economía doméstica que muestra los contrastes más claros entre dos políticas energéticas antagónicas durante los recientes años.

Bajo la estrategia neoliberal en la que sería su última fase, la de la llamada reforma energética, en este combustible se implantó la liberación de las importaciones y se levantó el control de los precios al consumidor, pero desde los años de 2016 y 2017 el consumo se volvió dependiente de las importaciones, las empresas privadas consolidaron su modelo de negocios rentista y la estrategia gubernamental mostró su incapacidad de construir un mercado competitivo en beneficio de los consumidores.

La crisis de la pandemia y la guerra en Ucrania presionaron al alza del precio del combustible y los precios para los consumidores mexicanos crecieron sin el control que supondría una situación de competencia. Entre marzo de 2020 y febrero de 2022, el precio aumentó en 30 % (El Universal, 04/04/2022). En agosto de 2022, el gobierno implantó un control de precios y puso en marcha una empresa de distribución de gas LP. La rápida intervención para contener los precios contrastó con la inacción de la política controlada por un relato de mercado y competencia, que fue rebasada por la realidad de un mercado oligopolístico.

1. DATOS PANORÁMICOS

El gas licuado de petróleo (gas LP) es un combustible compuesto principalmente por propano y butano. Su principal ventaja económica frente al gas natural es su versatilidad para ser almacenado y transportado y una mayor eficiencia energética en la combustión. Se produce originalmente por un proceso de refinación de gas natural o bien de petróleo crudo. Sin embargo, en la actualidad la mayor parte de la oferta mundial de gas LP proviene de la extracción de gas natural, lo cual deriva en que EE. UU. se haya convertido desde 2023 en el primer exportador mundial, aprovechando la ventaja de la técnica extractiva del *fracking*, un suceso calificado como “el mayor éxito en la historia del complejo energético de EE. UU.” (Miller, 2023).

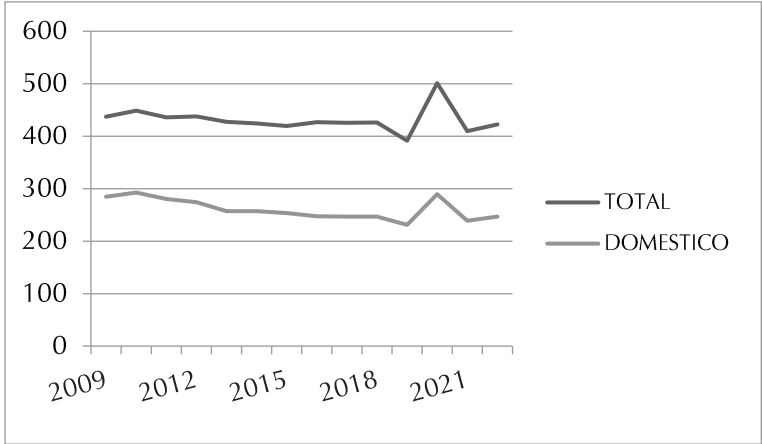
El consumo de gas LP muestra a nivel mundial una tasa de crecimiento de 4.2% anual estimada en el período 2022-2030 (Polaris , 2022) y su uso se concentra en un 46% en los servicios domésticos, aunque con una importante tendencia a su transformación para fines industriales , de agricultura y de transporte (Fortune, s.f)..Esta creciente oferta se complementa con un dinámico proceso de industrialización del hidrocarburo en China para producir propileno, un plástico versátil empleado en los interiores de automóviles, y productos de empaque (U.S.E.I.A., 2023), lo cual genera una importante demanda internacional por parte de ese país y la consecuente presión de precios.

En el contexto económico internacional de este hidrocarburo, México tiene un papel relevante pues ocupa posiciones entre los 10 primeros países tanto por su consumo como por sus importaciones. En efecto, México, con 3% del consumo mundial de este combustible, se encuentra en el octavo lugar y con 3.4% de las importaciones, en el décimo lugar. China es el país que lidera el consumo mundial con 25% y también las importaciones con 12.9% (OEC, s.f).

El consumo total y doméstico del combustible en México ha mantenido una tendencia descendente en el último

decenio, salvo por el salto provocado por la pandemia, como se ve en la gráfica 1.

Gráfica 1. Consumo total y doméstico de Gas LP (miles de barriles diarios)



Fuente: SENER, sistema de Información energética (s.f.)

Por su gran peso en la energía consumida a nivel doméstico, el gas LP es condición de bienestar en la vida urbana. Como se ve en el cuadro 1, los insumos energéticos que brindan servicios domésticos son el gas LP, la leña y la electricidad, básicamente¹⁴.

¹⁴ El acceso de los hogares a estos insumos y la eficiencia con la cual son utilizados generan el costo doméstico de la energía y cuando en un hogar el costo de la misma rebasa al 10 % del gasto familiar total, se habla de una situación de pobreza energética. Bajo esta perspectiva de costos, en México, se ha estimado que 36.7 % de los hogares vive en la condición de pobreza energética. (De Buen, Morales, Navarrete, 2022)

Cuadro 1. Combustibles para la energía doméstica en México

Insumo	% de energía total
Gas LP	35
Leña	34
Electricidad	24
Gas natural	3
Carbón	2
Solar	1

Fuente: Contreras M., Serrano-Medrano, M. y Masera O., 2022

Los servicios energéticos domésticos que tienen como insumo al gas es son la cocción de alimentos, el confort térmico y la higiene. La cocción de alimentos es el servicio que representa el 59% del consumo energético, seguido del calentamiento de agua con 24%, el enfriamiento de espacios con 7%, la refrigeración de alimentos aporta 5%, y el resto de servicios el 5% (Contreras, Serrano-Medrano y Masera, 2022).

Para la cocción, la gran mayoría de hogares, el 78.7% del total nacional, emplea gas LP (tanto en cilindros, 67.9%, como estacionario, 10.8%), el 10.9% emplea leña y 7.23% el gas natural. Esa preponderancia del número de hogares que emplean gas LP se refleja en el balance energético doméstico de México, que se muestra a continuación y que indica el peso relevante que tienen tanto el gas LP como la leña.

Derivado de este uso concentrado en el servicio de cocción, el patrón general de consumo del gas LP muestra al sector doméstico como el principal con 59.8%, seguido del uso comercial con 14.9%, del transporte con 13.3 y el industrial con 9.1% (en promedio de 2010 a 2022).

2 .LA ECONOMÍA DEL GAS LP

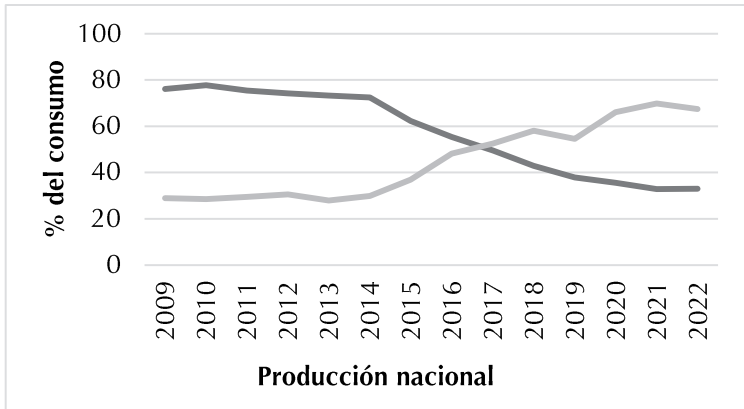
La comercialización del gas LP en México empezó en los años 30 del siglo pasado, a través de empresas de la zona norte del

país que importaban el producto desde Estados Unidos. Posteriormente, en el marco de la propiedad estatal de hidrocarburos que se desarrolló en México en la segunda mitad del siglo XX, el gas LP fue producido en refinerías y transportado en ductos de PEMEX para nutrir redes regionales de empresas privadas que almacenaban y distribuían el producto mediante vehículos terrestres. El sistema de ductos públicos tenía una extensión de 1,265 Km. a principios de este siglo XXI y su recorrido iniciaba con la inyección del combustible en el Complejo Procesador de Gas Cactus, en el estado de Chiapas, y terminaba en Guadalajara, Jalisco. Contaba con diversos puntos de inyección (Palomas, Tacoteno, Santa Ana y Salamanca) y de extracción (Tierra Blanca, Puebla, San Martín Texmelucan, Tepeji del Río, Santa Ana, Abasolo y Guadalajara), de modo que esta infraestructura de transporte constituyó la columna vertebral del mercado de gas LP en la región central del país.

Diversos puntos de inyección de gas de importación fueron complementando la oferta de primera mano de este combustible: en la frontera norte Tijuana, Mexicali, Nogales, Ciudad Juárez, Ciudad Acuña, Colombia, Nuevo Laredo, Reynosa y Matamoros, que en conjunto aportan el 28% de las importaciones, en tanto que por los puertos de Tuxpan y Coatzacoalcos en el Golfo de México y de Manzanillo en el Pacífico, entra el 72% restante.

La posición de México como importador es el reflejo de la transformación estructural bajo una política de apertura de importaciones y liberación del precio en el período 2016-17. En el año 2010, el 74.2% del consumo nacional provenía de producción nacional, en tanto que, en el año 2022, el 67.2 % del consumo es de origen importado. El año 2014 marca el inicio de la caída de la producción nacional y el ascenso de las importaciones. Ese año, la producción nacional cayó 14.5% y no cesó en su tendencia de disminución hasta estabilizarse en el año 2022, como se muestra en la gráfica 2.

Gráfica 2.



Fuente SENER, sistema de Información energética (s.f.)

En los años previos al quiebre de 2017, la industria del gas LP, caracterizada por ser básicamente una cadena logística impulsada por el dinamismo urbano¹⁵, operaba bajo una relación de complementariedad entre el oligopolio que domina el mercado y el Estado que aplicó una política reguladora sobre el transporte administrado por PEMEX y de control de precios de comercialización final según una regionalización dada. La importación y el procesamiento correspondían a PEMEX mientras que la distribución era de privados conformados en un oligopolio que dispersaba la propiedad de sus múltiples empresas locales siguiendo el patrón regional (VLEX, 2001).

Así, el modelo de negocios estaba articulado al abastecimiento por PEMEX, mediante el sistema de ductos mencionado, y del cual se nutrían empresas privadas que almacenaban y distribuían el hidrocarburo en mercados urbanos. El sistema de abasto al consumidor evidentemente generaba las mayores rentas mediante la capacidad de controlar la oferta y diseñar las rutas más rentables. La regulación sobre el ducto de PEMEX

¹⁵ En 1950 el 43% de la población mexicana era urbana, en el año 2020 esa proporción subió a 79% (INEGI, s.f.)

que impuso la CRE desde el año 2008, diferenció distintas tarifas por tramos del mismo, permitiendo así a los distribuidores la estrategia de inyectar gas en una región y comercializarlo en otra para obtener ventajas de costos.

¿Cuál es la estructura del mercado de ese oligopolio? El cuadro siguiente la muestra con su peculiar distribución regional

Cuadro 2. Gas LP: La estructura de ventas por empresa, a nivel nacional y por regiones (%)

EMPRESA	NACIONAL	CENTRO	CENTRO-		SUR-	
			OCCIDENTE	NORESTE	SURESTE	NOROESTE
Crupo Soni	33	20.8	61.5			
Global Gas	7.6	13	8.7		8	4.8
Grupo Tomza	7.6	11.9	2.7	4.6	8.4	18.3
Grupo Nieto	5.9	6.2	7.8		4.3	3
Prog Ip	5.6				10.8	
Grupo Zeta	3.6			4.7	11	24.8
Simsa	3.2	3.7		13.4		
Grupo Uribe	3	8.5			2	
Grupo Alerta	2.7					29.4
Metropolitano	2.1	2.7			12.4	
Total region	74.3					
Grupo Margarita		2.7				
Gutierrez Nieto		2.6				
Total region		72.1				
Grupo Rojas			2			
Total region			82.7			
Grupo Imperial				6.4	3.1	
Grupo Fuentes				6.2		
delagas de Sinaloa				5.8		
Humberto Garza				5.6		
Super gas				5		2.4
GarzaUribe				4.9		
Grupo Jebba				3.7		
Total region				60.3		
Grupo Mabarak					11.1	
Total region					88.2	
Grupo Pagasa						4.8
Grupo Union						3.5
Total region						95.2
Región respecto a nacional		40	22	15	13	10

Fuente: cálculos con base en CRE (2024)

3. CRISIS Y RELATO DEL LIBRE MERCADO

La evolución del mercado del gas LP es paralela a la del gas natural: la regulación temprana sobre la infraestructura pública coincidió con la eclosión de la capacidad exportadora de EE. UU. y con la crisis de la oferta productiva nacional. La ejecución de la política energética del presidente Peña Nieto, se materializó en el caso del gas LP en la liberalización de las importaciones y del precio final al consumidor que fijaba las empresas privadas, manteniendo la regulación de precios sobre el sistema de PEMEX.

La trayectoria de liberalización del gas LP que estableció la Ley de Hidrocarburos (Diario Oficial, 2014) fue el siguiente:

- Hasta diciembre de 2015, PEMEX y subsidiarias tienen la exclusividad de la importación de gas LP.
- A partir de 1 de enero de 2016 cualquier particular puede importar gas LP.
- Hasta el 31 de diciembre de 2016, el Ejecutivo fija los precios máximos al consumidor de gas LP.
- A partir de 1 de enero de 2017, los precios al público son fijados por el mercado.

La liberalización de las importaciones a partir de 2016 y del precio final al consumidor en 2017, se justificaron bajo el paradigma de un mercado competitivo:

Con respecto a los precios al público de gas LP a partir de enero de 2017, éstos se determinan bajo condiciones de mercado, es decir, son el resultado de la dinámica de la demanda y de la oferta y de la dinámica de los mercados internacionales. Por su parte, los precios de venta de primera mano de Petróleos Mexicanos están regulados por la Comisión Reguladora de Energía (SENER, 2017, p. 10).

La aseveración anterior, como otras en el mismo sentido, sintetiza la naturaleza de una gestión regulatoria que negaba la

evidencia de un oligopolio estructurado regionalmente y que mantenía un poder de mercado cuya fuerza se manifestaba elevando constantemente sus rentas en la cadena logística al generar dinámicas de precios de venta superiores al precio de la molécula importada, como se ve en el cuadro siguiente:

Cuadro 3. Los incrementos del precio de la molécula de gas LP desde 2016 hasta 2022

Período	Papel de la CRE	Incremento precio de molécula (%)	Incremento precio al consumidor (%)	Diferencia entre precio final y precio de molécula (\$/Kg)
Enero 2016 a dic.2016	Precios administrados	5.2	-0.2	8.5
enero 2017 a sept.2018	Liberación de precios	2.0	2.9	9.2
nov. 2018 a mayo 2020		-3.0	-0.6	10.3
junio 2020 a julio 2021		1.8	2.3	12.6
Agosto 2021 a ago.2022	Precios administrados	18.4	0.2	11.3

Fuente . cálculos con base en CRE (2024)

En el contexto de estas evidencias del poder de mercado ejercido por las empresas, ha tenido lugar un significativo episodio de las batallas por la energía en la evolución reciente de la economía política del gas en México. Los involucrados han sido los órganos regulatorios compelidos a mantener la narrativa de

un mercado competitivo y de un marco regulatorio inoperante para incidir en las prácticas oligopólicas.

En el año 2015, las alusiones a los beneficios de la competencia entre las empresas comercializadoras deslizaban contradicciones en el relato oficial: en el año 2015, la CRE que apuntaba a ampliar y mejorar su actividad al calor de una reforma energética que aspiraba a ser total, afirmaba que:

La venta al menudeo del gas LP se comporta actualmente de manera competitiva. Existen más de 1,000 empresas distribuidoras entre las que destacan Grupo Tomza, Gas Uribe, Vela Gas, Gas Nieto y Gas Zaragoza (...) al igual que en el caso de la venta mayorista de gas LP, se observa que el mercado está en contracción por el aumento en gas natural, con lo que se espera salida de jugadores y el uso de mecanismos de estabilización (...) las tarifas de transporte y almacenamiento se calculan con el método de regulación por incentivos para transporte por ducto y almacenamiento a gran escala, y se acuerdan en el permiso otorgado por la CRE. Esta metodología promueve incentivos a la optimización de costos. Sin embargo, en la práctica no se observa una fuerte presión competitiva. Los objetivos regulatorios para la venta minorista son atraer inversión privada y promover la eficiencia (CRE, 2015, p. 37).

En el año 2017, el Banco de México, señaló que:

La liberalización de los precios del gas LP ocurrida en enero de 2017 ha conducido a un incremento acumulado de 17.3 por ciento entre diciembre de 2016 y abril de 2017 en los precios al consumidor de dicho energético, el cual ha sido mayor al incremento acumulado de 8.6 por ciento en los precios al productor, los cuales también, fungen como PVPM en la actualidad.

Y dado que se observaba un mayor incremento de precio en las entidades de la región norte, concluía que “sería recomendable contar con un mayor número de empresas distribuidoras de este energético en aquellas regiones donde más ha subido el precio, en beneficio de la competencia (Banco de México, 2017, p. 6)

En la ecuación entraba otro órgano regulatorio, la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), la cual por ley tiene la función de indagar analizar y —en su caso resolver— sobre la existencia de prácticas no competitivas en sectores de la economía. En 2018, este órgano regulador señaló que “la reforma energética está impulsando la transición hacia una industria más abierta y competitiva que, entre otros aspectos, genere señales claras de precios a oferentes y demandantes (...)” (COFECE, 2018, p. 23) pero también observó que el mercado regional de gas LP estaba “altamente concentrado (siéndolo más en) Yucatán , Baja California Sur y el Pacífico” y agregó que:

Los grupos económicos que detentan las mayores participaciones a nivel regional en el segmento de distribución no han cambiado significativamente a lo largo del tiempo. La distribución de ventas entre los principales grupos económicos también se ha mantenido relativamente estable. Por ejemplo en 2015, los cinco grupos económicos principales concentraban aproximadamente 48% del mercado a nivel nacional, en 2016 se mantuvo en 48% y, en 2017, aumentó a 53% (p. 51)

La COFECE, finalmente, mencionaba lo que desde años atrás era evidente: existía una estructura oligopólica en la economía del gas LP, pero ello se ocultaba bajo la necesidad de justificar una competencia idealizada por la política liberalizadora.

La COFECE en 2017 ya había recibido una denuncia por parte de la CRE señalando posibles violaciones a la Ley Federal de Competencia (CRE, 2022) y en 2019 anunció un inicio de investigación a partir de esta denuncia, la cual terminó en 2022 determinando “la ausencia de condiciones de competencia efectiva en 213 de 220 mercados relevantes consistentes en la distribución de de gas LP a usuarios finales” (COFECE, 2022). Sin embargo, esta conclusión, del 13 de octubre de 2022, llegó varios meses después de que el 28 de julio de 2021, bajo el apremio de una política energética distinta que privilegiaba no elevar los precios de la energía para la población, la Secretaría de Energía emitiera una “Directriz de Emergencia” que exhortaba

a la CRE a limitar los precios máximos del gas LP vendido a usuarios finales, es decir, a implantar de nuevo el control de precios hacia el oligopolio (CRE, 2022). En días previos, el 7 de julio, el presidente de la república anunció la creación de una empresa pública distribuidora de gas LP hacia las colonias populares, llamada Gas Bienestar (Mariano, 2024).

¿Cuál ha sido el efecto de la nueva política de control de precios?

La gráfica siguiente muestra la evolución del precio del gas al consumidor, desde enero de 2020 hasta enero de 2024. En todo el año de 2020 y hasta julio de 2021, rigió la política de precios liberados, y a partir de septiembre de 2021, el régimen es de control de precios fijados con una periodicidad semanal.

Gráfica 3. Precios del gas LP al consumidor (\$/Kg, promedio nacional)

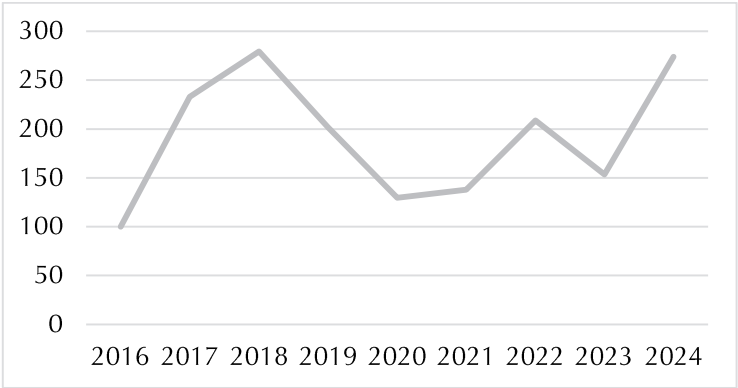


Fuente. Cálculos con base en CRE (2024)

Finalmente, cabe recordar que la evolución de los precios del gas LP en EE. UU., que son la referencia para el precio al productor en México, muestra una importante variación, lo cual constituye el marco en el cual hay que vislumbrar el futuro cercano del

combustible (gráfica 4). La demanda se cubre en un orden de 73% con gas LP importado, lo que significa un riesgo de soberanía. Una vez resuelta la “paradoja” de un mercado oligopólico no competitivo que sembró la narrativa neoliberal de la regulación, queda por construir una política de la industria del gas LP que sostenga la economía familiar a pesar de la debilidad implícita en la estructura de la economía del gas LP.

Gráfico 4. Precio del gas LP en EE. UU., números índice, base 2018



Fuente : Usacia, 2024

REFERENCIAS

Banco de México. (2017) Extracto del informe trimestral enero-marzo 2017. Evolución reciente del precio del gas LP y consideraciones sobre su mercado <https://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-prensa/informes-trimestrales/recuadros/%7B8828BE2A-A71B-6620-F19B-1DEC-FE2808CD%7D.pdf>

COFECE (2018) Transición hacia mercados competidos de energía: gas LP, disponible en COFECE (2018) https://www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/06/libro-gaslp_web.pdf

- COFECE (2022) La COFECE determinó falta de competencia efectiva en la distribución de gas LP a usuarios finales, 13 de octubre, [https://www.cofece.mx/la-cofece-determino-falta-de-competencia-efectiva-en-la-distribucion-de-gas-lp-a-usuarios-finales/#:~:text=a%20usuarios%20finales-,La%20Cofece%20determin%C3%B3%20falta%20de%20competencia%20efectiva%20en%20la%20distribuci%C3%B3n,de%20petr%C3%B3leo%20\(gas%20LP\).\(COFECE%203-2022\)](https://www.cofece.mx/la-cofece-determino-falta-de-competencia-efectiva-en-la-distribucion-de-gas-lp-a-usuarios-finales/#:~:text=a%20usuarios%20finales-,La%20Cofece%20determin%C3%B3%20falta%20de%20competencia%20efectiva%20en%20la%20distribuci%C3%B3n,de%20petr%C3%B3leo%20(gas%20LP).(COFECE%203-2022))
- Contreras M., Serrano-Medrano, M. y Masera O. (2022), Patrones de consumo energético en el sector residencial de México. un análisis desde la perspectiva de usos finales, CONACYT, disponible en : https://conahcyt.mx/wp-content/uploads/pronaces/micrositios/energia_y_cambio_climatico/energia/cuadernos_tematicos/Cuaderno_Tematico_I_Pronaces_ECC_ISBN_final.pdf
- CRE (2015) *Desarrollo del sistema regulatorio mexicano en materia energética*, disponible en <https://www.cre.gob.mx/estudios/8DesarrollodelsistemaregulatorioMexicanoenmateriadeenergeticaCRE-INAP.pdf>
- CRE (2022) Acuerdo A /023/2022, en Diario Oficial 28 /07/2022, disponible en https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5659533&fecha=28/07/2022#gsc.tab=
- CRE (2024) <https://www.gob.mx/cre/documentos/historial-de-precios-promedio-al-publico-de-gas-lp-reportados-por-los-distribuidores?state=published>
- De Buen, O., Morales N.; Navarrete, J. I. (2022) Servicios energéticos, pobreza energética y eficiencia energética: una perspectiva desde México, SENER, CONUEE. Cuadernos, no. 8 , disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/710897/Cuaderno8_PobrezaEnerg_tica_V140322.pdf
- Diario Oficial (2014) Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos, <https://www.dof.gob.mx/index.php%20>

- 3Fyear%3D2014%26month%3D08%26day%3D11#gsc.tab=0 , 11 de julio
- El Universal, 04/04/2022 en <https://www.eluniversal.com.mx/carera/pandemia-dispara-precios-del-gas-para-familias-mexicanas/>
- Fortune (s. f.) LPG market, <https://www.fortunebusinessinsights.com/lpg-liquefied-petroleum-gas-market-106373>
- INEGI (s.f.) *Cuéntame de México*, https://cuentame.inegi.org.mx/poblacion/rur_urb.aspx?tema=P#:~:text=En%201950%2C%20en%20M%C3%A9xico%2043,es%20de%2079%20por%20ciento
- Mariano, E. (2024) Se dispara 25 % participación de PEMEX en mercado de gas LP , Energy & Commerce , 13 de marzo, <https://energyandcommerce.com.mx/se-dispara-un-25-participacion-de-pemex-en-mercado-de-gas-lp/>
- Miller, G. (2023), As propane exports break records, LPG shipping stocks hits new high”, Freight waves, <https://www.freightwaves.com/news/2> de Agosto 2023
- Nava, D. (2021) El LP entre pocos participantes e investigaciones, *Expansión*, 4 de agosto, <https://expansion.mx/empresas/2021/08/04/mercado-gas-lp-concentracion-mercado-investigaciones>
- OEC (s.f.) Petroleum gas, <https://oec.world/en/profile/hs/petroleum-gas>
- Polaris (2022), Market research report, <https://www.polarismarketresearch.com/industry-analysis/global-liquefied-petroleum-gas-lpg-market>
- SENER (2017) Prospectiva de gas LP 2017-2031, disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284341/Prospectiva_de_Gas_LP_2017.pdf
- SENER (s.f.) Sistema de Información Energética, <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cve-cua=E316>

- USAIEA (USA Energy Information Administration) (2024) Short term energy Outlook , 9 abril. <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/BTL/2023/09-propane/article.php>
- U. S. E.I A Energy Information Administration (2023) Today in Energy, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56720> 6 de junio
- V Lex (2001) Denuncian oligopolio en mercado de gas LP, <https://vlex.com.mx/vid/denuncian-oligopolio-mercado-gas-lp-81202482> , 1 de febrero

Industria fotovoltaica: el naciente complejo industrial político

En el marco de una interminable historia de guerra por la energía, la producción eléctrica por tecnología fotovoltaica (FV) es particularmente compleja por 3 razones: mantiene un modelo de negocio basado en subsidios a pesar de su creciente productividad, el equipamiento de la industria depende de cadenas de valor globales y su geografía es limitada porque se circunscribe a regiones con alta radiación solar.

La energía solar aportaba el 1% de la producción eléctrica mundial en el año de 2015, y en el año 2022 llegó al 4.57%. Es un rápido incremento con el cual ha sido posible colocarse en sexta fuente primaria de electricidad y desplazar al petróleo que representa el 3.15% (Our world in data, s.f.). Se espera que en el año 2050, la energía solar aporte el 25% de la generación eléctrica mundial aún en ausencia de medidas de promoción a la transición (The Conversation, 2023)

La cadena de valor de la industria fotovoltaica está constituida por varios eslabones globalizados: los centros de innovación que buscan mejorar la eficiencia de dispositivos fotovoltaicos, las empresas que producen paneles solares, bajo la lógica de economía de escala; las empresas que instalan y/ u operan parques solares con el fin de vender la energía eléctrica producida; y las empresas que manejan las redes de transporte y transmisión para consumo final de la electricidad.

La creación de los mercados privados en la estructura vertical de la generación eléctrica está en origen de la expansión de la industria fotovoltaica. El modelo neoliberal de transición energética tiene en esta industria a su exponente más acabado, pues la reorganización privatista del sector eléctrico

y su confluencia con la innovación y expansión de la producción eléctrica de origen solar son procesos inmersos en la lógica económica de la subvención estatal al modelo de negocios de las empresas que participan en esta economía, bajo el argumento de protección a una industria naciente. El ensamble de intereses que se han formado en la búsqueda de mercados energéticos protegidos sugiere que estamos en presencia de un complejo industrial-político que se articula bajo la tecnología fotovoltaica.

Las evidencias muestran que la incorporación de la electricidad producida por FV a la red de transporte y distribución no genera resultados eficientes- sino al contrario. China y EE. UU. los grandes actores de esta industria están entrando ya en una fase de disminución de los subsidios a las empresas productoras de electricidad basada en tecnología FV que se conectan a la red, y en México mismo se ha pugnado por establecer una restricción a las mismas. No es posible desvincular el uso de esta tecnología con la esfera de los intereses de empresas que obtienen rentas de la red eléctrica y, por ende, son defensoras de su mercado protegido hasta ahora por decisiones políticas.

1. PRINCIPIOS TECNO-ECONÓMICOS DEL MERCADO ELÉCTRICO

Un sistema de producción de electricidad está constituido por un conjunto de medios de producción que emplean fuentes energéticas primarias y diversas tecnologías para su transformación a electricidad. Entre naciones, la diversidad de fuentes de producción eléctrica es característica común y es igualmente diversa la estructura de propiedad en términos de lo público y lo privado. Estos medios de producción tienen costos constantes y variables diferentes, en función de la inversión, el mantenimiento, la operación y el costo del combustible empleado. La racionalidad teco-económica del sistema descansa en utilizar del modo eficiente al conjunto de medios productivos, a lo largo de un tiempo que contiene consumos de base pero también consumos pico, por la variabilidad de las demandas sociales de energía. La gestión del sistema busca

emplear primero la energía de menor costo y al final la de mayor costo. Este principio no requiere ser regulado por una entidad externa al sistema de producción de electricidad si las plantas productoras y el sistema de transporte, distribución y comercialización están concentradas en una sola empresa. Sin embargo, cuando la producción de electricidad es transformada en mercado de KWh, con empresas privadas que compiten para vender su electricidad a la red de distribución de la misma, un principio de regulación consiste en que el comprador —la red—, debe asegurar acceso en las mismas condiciones a todo productor, es decir, la no discriminación.

A partir de finales de años 70 del siglo pasado, bajo la corriente política del neoliberalismo, los sistemas energéticos de diversas naciones fueron desmontados para crear distintos mercados. El argumento conocido era la competencia conducía a menores precios para el consumidor, sin embargo, el proceso real fue la apropiación de infraestructuras y mercados por parte de grandes empresas con poder monopólico, a lo cual, teóricamente, órganos de regulación independientes de gobiernos y de empresas, debían hacer frente. Se construyó el escenario de un nuevo desarrollo de los sistemas eléctricos, con nuevas conflictividades, debido a que la nueva prioridad consistió en el despliegue de mercados y negocios en un sistema eléctrico desintegrado. En el campo de la energía eléctrica, siguiendo el modelo del sistema estadounidense, aparecieron los llamados productores independientes, instalados tanto en tecnologías convencionales de producción eléctrica, como en tecnologías no convencionales. Los productores de electricidad con tecnologías no convencionales, como la eólica y solar, fueron beneficiados con nuevas disposiciones legales que obligaron a los sistemas de distribución a comprar su energía de manera preferente, bajo argumentos ambientales.

En el plano del análisis económico, tuvo lugar un proceso clave: las economías de escala en la fase productiva descendieron a raíz de la aparición de tecnologías innovadoras, tales

como las centrales de ciclo combinado (turbina-gas-vapor) y recientemente las no convencionales; en cambio la fase de transporte y distribución mantuvo el principio de economías de escala por ser monopolios naturales. Igualmente, la fase de comercialización, al ser un sistema de producción de servicio en masa, aumentó la economía de escala. El sistema en su conjunto tiene estas dinámicas conflictivas. (Hansen, Percevois, 2010, p. 345)

En el cuadro de la economía política se manifestó con fuerza la corriente ortodoxa que descubrió en la electricidad la mercancía ideal para su racionalidad de oferta y demanda mediante el mercado. En el campo de la economía real, las cosas no fueron así: haciendo a un lado la idealización de la tecnología como variable y al entenderla como dispositivo físico en evolución y sistémico, aparecieron nuevas contradicciones que debían ser resueltas. El principio de gestión tecno-económico de los sistemas eléctricos, ya enunciado, debía acoplarse a nuevos medios de producción que tenían un orden de entrada preferente, que eran intermitentes y cuyos costos no eran variables sino fijos.

Ello ha traído inestabilidad a los sistemas, generando un sobreprecio y tres posibles vías para su absorción: 1) por el consumidor mismo, bajo su conocimiento, 2) por el Estado y 3) por consumidor y Estado en distintas proporciones. A ello debe agregarse que el monto del sobrecosto debe ser conocido de modo realista.

2. CONFLICTIVIDAD TECNO-ECONÓMICA EN LA RUTA DE LA INNOVACIÓN A LOS SUBSIDIOS

El primer panel solar de silicio fue creado por los laboratorios Bell en 1954, y desde entonces los paneles solares son dispositivos que usan silicio y convierten aproximadamente 20% de la luz solar en energía eléctrica. La capacidad instalada de

producción eléctrica mediante tecnología fotovoltaica (FV) fue de 720 TWh en 2019 y se estima que será de 1940 TWh en 2025. (Mukhopadyay, 2020).

Para lograr un desarrollo de la energía solar fotovoltaica más acelerado se requiere de políticas públicas que contengan acciones de fomento hacia este tipo de energía renovable. Según Timilsina et al. (2012) en todos los países se demandan instrumentos fiscales y regulatorios para fomentar la inversión en energía solar, entre los que se incluyen incentivos fiscales, tasas de interés preferenciales, incentivos directos (subsidios), programas de préstamos, mandatos de construcción, estándares de cartera renovable, programas voluntarios de energía verde, estándares de interconexión y proyectos de demostración.

Como lo muestran Subtil y van der Bergh (2016), la tecnología FV se está transformando en una tecnología madura y su potencial competitivo de largo plazo depende de que se mantenga el principio de paridad en la red, entre esta energía y la tradicional. Su mirada se dirige hacia las fases de innovación: siendo la energía cuyo costo ha disminuido 100 veces desde 1950, los costos unitarios de producción siguen siendo un tema preocupante. Acordes con la teoría evolucionista de la innovación tecnológica, demuestran que la diversidad de tecnologías de FV promueva la tasa de innovación, pero señalan que la concentración del mercado, de empresas manufactureras y de países, va en contra de la diversidad y de la velocidad y beneficios de la innovación.

La pandemia trajo consigo una caída de la demanda de energía eléctrica. Ello represento un reto para el modelo económico bajo el cual funcionan las empresas de producción y distribución y las características de la transición, en particular, para la integración a la red de los proveedores basados en renovables. Navon, Machlev, Carmon et al. (2021) muestran que durante la pandemia, los sistemas eléctricos aumentaron su consumo relativo de energía solar, frente al consumo de plantas de potencia convencionales, lo que llevó a menos reserva

operativa y disminución de inercia rotacional, con una inestabilidad de la frecuencia lo que lleva a pérdidas en generación. Es decir, “afectan la estabilidad de los sistemas de potencia por baja inercia, frecuencia reducida, inestabilidad del voltaje, efecto “curva de pato”, inestabilidad de precios, además daño la industria de combustibles fósiles y la capacidad de varios gobiernos de seguir apoyando las renovables” (p. 12)

Por su parte, Greenstone y Nath (2019) señalan que:

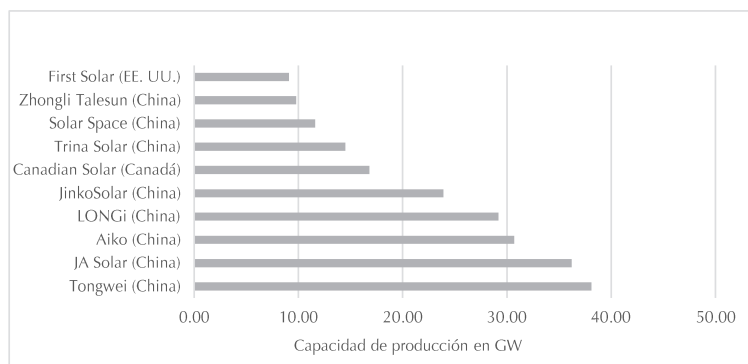
Viento y solar no proporcionan el mismo valor a la red que las fuentes convencionales. No operan bajo demanda y proveen poco del valor de la capacidad requerida para mantener a largo plazo la confiabilidad, por el contrario, descansan en otras fuentes para proveer los servicios que ellas no pueden, imponiendo sus costos a los otros generadores de la red. Como no pagan esos costos, lo hacen los usuarios finales. (p. 3)

Por lo cual hay incrementos de tarifas a usuarios finales conforme la aportación de renovables se incrementa, por lo demás por lo demás, gran parte de los subsidios es concentrado en pocas empresas (Erikson, 2018).

3. INDUSTRIA FOTOVOLTAICA Y SUBSIDIOS.

En el año 2000, la empresa First Solar instalaba en Ohio la primera empresa estadounidense de producción masiva de paneles solares con capacidad de 100 MW por año. En el año 2024 tiene 17 plantas a nivel internacional y es la primera empresa estadounidense de producción de paneles. Su capacidad de producción en 2025 será de 20 GW en 2025 (FirstSolar, s.f.) Sin embargo, se funda en el mismo año la empresa china de manufactura de paneles fotovoltaicos LONGI solar. la cual Se convierte en una de las empresas líderes a nivel mundial en el año 2016 (LONGI, s.f.). Desde ese lejano inicio de siglo, las empresas chinas han tenido un dinamismo superior a las de otros países y dominan el mercado, como se ilustra en el gráfico siguiente.

Gráfico 1. Principales empresas productoras de paneles de tecnología FV, 2022



Fuente. Elaboración propia con datos de Statista

En efecto, China ha sido el país que más rápidamente ha transitado hacia la energía solar. En el año 2012 rebasó a EE. UU. y en 2016 a la Unión Europea en cuanto a capacidad instalada en producción eléctrica por tecnología fotovoltaica. Cuenta con una capacidad de 329 GW instalados según datos de 2023 y se espera que llegue a 1000 GW en 2026 (Reuters, 2023) . Son montos que triplican la capacidad de EE. UU. y es mayor que la suma de ese país y de Europa. La energía de origen solar es aproximadamente 3.9% de su consumo eléctrico y su mecanismo fundamental de subsidio ha sido el acceso a la red eléctrica, pero lo ha ido disminuyendo: en 2010 se estableció un subsidio de 80 centavos por Kilowatt-hora a las empresas independientes que usaban la red eléctrica, monto que ahora es de 5 centavos.

Esta *des-subsidiarización* significa que ahora los productores solares ya pueden en realidad competir entre sí y con los de otras fuentes. Los recursos para el subsidio solar provienen del Fondo de Energía Renovable, que se debe financiar de los propios consumidores que pagan un extra por cada Kilowatt-hora consumido. La industria solar capta la mitad de los recursos

de ese Fondo y se calcula que dicha industria ha recibido un monto de 14 mil millones de dólares. Dado que la duración de los contratos para las empresas solares es de 20 años, se estima que aún deberán ser destinados 200 mil millones de dólares a las mismas (Mo, 2020)

Esto contrasta con la necesidad del gobierno de apoyar con menores precios de electricidad a sus empresas y a los usuarios domésticos, por los efectos de la crisis sanitaria. El conflicto está servido: ¿subsidiar al negocio solar o bien a la economía?, ¿subsidiar al sector de energías fósiles para que puedan reducir sus emisiones mediante nuevas tecnologías?, ¿establecer una verdadera competencia entre productores eléctricos sin subsidios por entrar y usar la red?

En Estados Unidos, el tema presenta otras vertientes. Es cada vez más generalizada la discusión de por qué seguir subsidiando a una industria que ya no requiere ese apoyo.

La Energy Information Administration estimó que los costos de las nuevas plantas de tecnología FV han descendido 82 % en 10 años (de 7,297 Dls. por kW, a 1,331 Dls. por kW), y afirma que “ es menos costoso ahora construir una planta y producir energía FV que una de gas, sin embargo es más costoso reemplazar una planta de gas por una FV , que continuar utilizando la de gas” . Los principales subsidios para los parque solares son de dos tipos: Créditos a impuestos de producción por MWH producido (Production Tax Credits) y créditos a costos de producción –estos han sido usados preferentemente por la industria FV–. Estos dos créditos representan una tercera parte de los costos de construir y operar instalaciones eólicas y solares (America’s Power (2020)). Esta extraordinaria aportación pública a las ganancias privadas se ha sustentado en la idea de apoyar negocios basados en innovación local pero, inesperadamente, ha promovido la innovación importada de China, país del cual han llegado los paneles solares, cada vez más eficientes y producidos de forma masiva, para que sean adquiridas por las empresas,

tanto estadounidenses como extranjeras, que desarrollan los parques solares.

El libro de la guerra comercial entre EE. UU. y China cuenta con el capítulo “solar”. Este lo inició Obama en 2012 y lo amplió Trump en 2018 aumentando los aranceles a los paneles solares chinos, acusando de *dumping* a los fabricantes por los propios subsidios que reciben éstos de parte de Beijing. El negocio de las empresas que instalan y operan los parques solares ha caído por el aumento de los costos derivados del alza de aranceles a sus proveedores chinos. Desde 2013, año con año la capacidad instalada ha tenido un menor crecimiento y según un estudio de la empresa Bloomberg, en EE. UU. el precio del Watt producido mediante páneces solares de silicio es de 0.4 Dólares, superior al promedio de 0.2 Dólares en el resto del mundo (Czapla, Lee, 2021). Esta nueva fase ha llevado a que las empresas de producción eléctrica en EE. UU. exijan mantener el subsidio a sus inversiones, y por otra, a que las empresas chinas relocalicen su producción a otros países para exportar desde allí a EE. UU.

Este modelo fue parte integrante del proceso de privatización del sector energético mexicano que emprendieron los gobiernos a lo largo de 30 años y que culminó con una reforma —que se suponía definitiva— que establecía en esencia un denso aparato legal que obligaba a las empresas públicas básicas, PEMEX y CFE, a ser usadas como palanca de una política rentista favorable a empresas privadas. El modelo ha sido cuestionado con la llegada de un gobierno puesto al neoliberalismo, y ello ha dado pie a distintos y varios conflictos. Uno de los conflictos radica en la negativa de la Comisión Federal de Electricidad a seguir subsidiando a las empresas privadas productoras de electricidad de origen solar, de las cuales esta empresa pública está obligada por contratos a comprarle la electricidad en primer lugar, sin que aquellas asuman los costos completos de la intermitencia y el transporte, produciéndose así un subsidio oculto.

En el año 2021, el Departamento del Tesoro de EE. UU. replicaba la narrativa del complejo industrial político con un significativo informe semestral al Senado donde advertía a este órgano –el cual, entre otras cosas, es el brazo político de los intereses geoeconómicos de ese país– que el gobierno mexicano brindaba un “costoso apoyo para aumentar el dominio del mercado de las empresas estatales deficitarias, que agota los recursos públicos para gastos esenciales y margina la inversión en energía renovable que reduciría los costos de los usuarios y liberaría espacio fiscal para inversiones más productivas y protección social” (INFOBAE, 2021). Puesto en números, significaba que el Departamento del Tesoro, demandaba que México siguiera subsidiando un monto anual de aproximadamente 3,500 millones de dólares a las empresas que le vendían la electricidad proveniente del Sol, que es la cantidad que las autoridades de la CFE han señalado como el costo en que incurre al tener que transportar y distribuir el fluido que tiene obligación de comprar, respaldar y despachar en primer lugar (CFE, 2021)

El cuadro 1 siguiente muestra de manera sintetizada el recorrido de esta batalla legal por la energía eléctrica en México, en los últimos años.

Cuadro 1. Recorrido conflictivo de la política pública en la industria eléctrica

Marco legal	Disposición operativa	Comentario
Ley de Industria Eléctrica (LIE) , de 11/08/2014	La CFE compra electricidad mediante subasta. Las fuentes son públicas y privadas, renovables y no renovables. Así se crea un mercado mayorista.	Se atiende a criterios de mérito: entra al despacho primero la energía de menor costo.

Artículo XIX Transitorio de la LIE .	La CFE continúa comprando electricidad a productores que ya tenían contratos previos a la promulgación de la LIE. Se crean las reglas de este sistema mercantil de contratos legados. La CFE compra a través de una filial que no puede acudir a compras por subastas.	Se busca que este mercado transite de modo ordenado a un mercado mayorista de subastas. Este mecanismo atiende al suministro básico: aproximadamente 46 millones de usuarios, que son unidades familiares. Las plantas de renovables tienen preferencia
Acuerdo de la Comisión reguladora de Energía (30/10/2020)	Modifica reglas de los contratos legados	La CFE decide el orden de las empresas para el despacho eléctrico.
Suspensión legal del Acuerdo por parte de un tribunal especializado en competencia económica	Viola la constitución, el libre mercado y atenta contra el medio ambiente	
Reforma a la Ley de Industria Eléctrica (09/03/2021)	El orden del despacho es: hidroeléctricas, otras centrales públicas, productores privados, renovables y ciclos combinados privados.	Objetivo es que la CFE produzca el 54 % de la energía eléctrica y el sector privado el 46%. Las energías intermitentes entrarán a la red según condiciones técnicas.
Artículo IV transitorio	La CRE revoca permisos de autoabasto.	Terminar con el mercado negro de electricidad.

Fuente: Secretaría de Energía (2017), Diario Oficial (09/03/2021), Deloitte (2021), CFE, (2021)

Este recorrido legal muestra la confrontación explícita entre el gobierno de la administración de López Obrador (2018-2024)

y la representación jurídica de los intereses de las empresas privadas en defensa de su mercado, tal cual les fue legado por la política neoliberal. Es un retrato en blanco y negro de la economía política a que aludimos en este texto.

4. DESAFÍOS ENTRE INNOVACIÓN Y PROTECCIÓN

El mantra de que “la luz solar es gratis” ha llevado a una interesada narrativa económica, y por tanta política, que ha transformado a esta tecnología en emblema de la transición energética, de la descarbonización, de la economía verde y, ahora, bajo nuevas conflictividades, aparece como víctima de gobiernos aparentemente desafectos a los valores ambientales.

La tecnología FV presenta una doble cara: innovadora en sus fases iniciales, pero rentista en su fase final. Por esta razón, una gran parte de la literatura sobre economía de los sistemas eléctricos tiene como punto focal el tratar de esta nueva realidad conflictiva que conlleva riesgos importantes para la planeación de los sistemas y la capacidad de las finanzas públicas.

Un tema emergente en este escenario es el de las rentas como mecanismo de ganancia de los actores económicos. Como señalan Chevalier, Derdevet, y Geoffron (2012, p. 86) en la cadena de valor energético, las rentas representan las relaciones de poder en los diferentes eslabonamientos, y se expresa en el hecho de que el precio final pagado por el consumidor está muy alejado del costo de producción, y, por tanto, de un concepto de ganancia razonable.

El modelo bajo el cual los productores privados venden electricidad tiene como principio que la red de transporte y distribución no discrimina a estos proveedores frente a otros de energías convencionales. En ese contexto, la expansión de un negocio de instalación de parque FV, su operación y venta de electricidad son mercados protegidos y subsidiados para las propias empresas por parte de las políticas públicas, cons-

tituyendo un núcleo de acumulación de base rentista. Este proteccionismo explica el auge de empresas de electricidad. ¿Esta contraposición de lógicas es inherente a la industria?, ¿es significan los esfuerzos de investigación y desarrollo en espacios públicos y privados en esta materia, cuando la lógica final contradice el objetivo de la ciencia y tecnología como política pública? La tecnología FV está dinamizada por un despliegue de innovación, pero su uso está sostenido en la economía rentista.

Como ha mostrado Mazzucato en su conocida réplica al pensamiento anti estatista neoliberal, el Estado siempre ha sido un creador de oportunidades de inversión, un patrocinador de programas arriesgados y de la investigación a largo plazo y un generador de innovaciones con una misión concreta (Mazzucato, 2013). Por su parte, señala Dosi que:

Si bien históricamente esto ha sido así sobre todo en los programas militares y espaciales, también ha desempeñado un papel crucial en el desarrollo de la electrónica, la informática, las telecomunicaciones y, antes de ello, de la química sintética y farmacéutica. Hoy en día debería redoblar ese papel histórico. Un objetivo fundamental debería ser la introducción de políticas ambiciosas que promuevan la creación y el desarrollo de nuevos paradigmas tecnológicos cuyos imperativos solo pueden ser la sostenibilidad ambiental y social y una redistribución más justa del trabajo, los ingresos y, en última instancia, del poder. (Dosi, 2020, p. 191)

Esta posición pareciera encajar plenamente en el caso de la industria de generación eléctrica mediante tecnología FV, pues nada parece tan ambientalmente adecuado como generar electricidad sin más que la utilización de la energía solar. Sin embargo, el análisis del modelo de negocio que se ha implantado esta industria revela dependencia por subsidios públicos y capacidad de generar presiones políticas que van contra la distribución más justa del trabajo, los ingresos y del poder que reclama Dosi,

El resultado teórico de la protección estatal a la industria FV, es que algún día finalice la etapa de subsidios y que se tornen competitivas las empresas de las nacientes energías

renovables, para que entren a la red en igualdad de condiciones con las empresas de energía tradicional. Esta operación, cabe señalar, está lejos de la simplicidad con que se enuncia. Las batallas entre operadores de la red y productores independientes en distintos países han sido y son eventos que rebasan la técnica económica y muestran su carácter político, recordándonos la inevitable dimensión social y política de la energía. La industria de energía de origen fotovoltaico ha rebasado el carácter de industria naciente y sin embargo sigue siendo adicta a los subsidios. Ahora reclama los subsidios para expandirse, pero los signos de los tiempos políticos parecen contrariar este reclamo. Se abre una etapa *post-subsidios* que puede significar un cambio importante en la economía mundial de la energía.

Evidentemente, la producción de energía eléctrica mediante fuentes fósiles constituye un desafío para la sustentabilidad del planeta y la transición energética es un paradigma tecnológico y económico que necesita concretarse para hacer frente a la crisis ambiental. Bajo los modelos y políticas que se han desarrollado en el caso de la industria FV, esta concreción está sujeta a inequidades económicas, políticas y sociales que están manifestándose conflictivamente.

5. LOS HITOS DEL DESPLIEGUE FOTOVOLTAICO EN MÉXICO

La producción de electricidad mediante tecnología FV ha crecido en México, país del cual se afirma que está entre los cinco países con mayor potencial de aprovechamiento solar gracias a una irradiación media de 6.36 kWh/m² por día, con una distribución geográfica desigual¹⁶. La capacidad instalada pasó de 5,630 MW

¹⁶ “En estados como Sonora y Chihuahua existe abundancia del recurso, con fuertes variaciones estacionales, en cambio hay otras zonas con gran cantidad de energía solar, como son las zonas áridas de Puebla y Oaxaca y

en el año 2020 a 8,355 en el año 2024, significando un aumento de 43.4% (SIE, s.f.)

La trayectoria de la producción fotovoltaica en México está marcada por diversos hitos que marcan la naturaleza de proyectos energéticos, desde la primacía privada al despliegue de las capacidades públicas. Reflejan, por supuesto, el escenario de las batallas por la energía.

En el año 2014 se instala la primera planta solar a gran escala, la cual fue ubicada en Baja California Sur y su nombre es Aura Solar¹. En su momento la más grande de México y considerada la segunda más grande en Latinoamérica. Cuenta con 132,000 paneles solares que le brindan una capacidad instalada de 76 MW. Ocupa 100 hectáreas y su inversión fue de 100 millones de dólares, con créditos del Banco Mundial y de Nacional Financiera. Pertenece al grupo Bimbo y le vende la energía a la Comisión Federal de Electricidad (Gobierno de México, s.f.)

Esta escala de capacidades y de inversiones serán rebasadas en los años siguientes.

En ese sentido, es relevante la planta solar Villanueva, inaugurada en 2018 en Viesca, dentro del estado de Coahuila, que es la más grande de América Latina y la décimo segunda a nivel mundial. Pertenece a la empresa italiana ENEL y ocupa una extensión de 2,400 hectáreas en donde ha colocado 2.3 millones de paneles. Su capacidad es de 754 ME y su cliente es la Comisión federal de Electricidad. contó con una inversión inicial de 650 millones de dólares en que participaron corporaciones privadas internacionales, bancos multilaterales de desarrollo y la entidad mexicana Banco Nacional de Comercio Exterior (Secretaría de Energía, 2018)

En 2023 se inauguró la primera fase de la planta fotovoltaica Puerto Peñasco, dentro del “Plan Sonora de Energías Sostenibles (Plan Sonora)” impulsado por el presidente López Obrador.

buena parte de Morelos, que son excelentes para su explotación a lo largo del año” Gaceta UNAM (2022).

La central fotovoltaica, de propiedad de la Comisión Federal de Electricidad, se encuentra en proceso de construcción y una vez terminada será la más grande en todo el país. En la etapa inaugurada, la planta cuenta con 120 MW de capacidad y hasta ahora se ha destinado una inversión de 840 millones de dólares; en su etapa final está contemplada una capacidad instalada de 1000 MW y una inversión final de 1,600 millones de dólares. (contará 278 mil paneles en 2,000 Has.). Será la más grande de América Latina por su capacidad de producción y dará seguridad energética a Baja California y Sonora. Asociado a esta infraestructura de producción, se construyeron 290 Km de la red de transmisión (CFE, 2023).

En el terreno del comercio internacional y el proteccionismo, autoridades judiciales mexicanas eliminan el arancel de 15% a la importación de paneles solares, que le había sido impuesto por la Secretaría de Hacienda en el año 2015, al considerarlos como “generadores eléctricos”. La promotora del cambio fiscal fue la Asociación Mexicana de Energía Solar, representante de las empresas del sector. En el año 2020, las autoridades hacendarias reclasifican a los paneles solares en la tarifa arancelaria, quedando como generadores eléctricos, por lo cual vuelven a quedar sujetos a un impuesto de importación (Rodríguez, 2021). En el 2023 Estados Unidos impone aranceles a la importación de paneles solares que terminen su producción en países del sureste de Asia para evitar los aranceles a la producción china provenientes que no terminen la cadena de valor en EE. UU. (El Economista, 2023) .

En el año 2022, la contradicción entre los intereses privados y colectivos sobre el territorio se plasmó en el hecho de que un tribunal de Yucatán suspende permisos del megaproyecto solar Ticul 1 y 2, por violación de los derechos de la población, que están ubicadas dentro y al lado del proyecto, el cual pretende fragmentar una región culturalmente homogénea. Se afectaría también la flora y la fauna. El parque pretendía generar 299

MW, mediante una infraestructura de 198,000 paneles solares (Alavez,2022).

La relación con Iberdrola es parte fundamental de la economía política de la transición energética en México. En el año 2018, junto con la inauguración del parque solar Villanueva, se inauguraban otros dos parques que, aunque de menor tamaño que esta instalación, representaban en sí mismas importantes aumentos de la escala de las inversiones previas en México. Una era la planta de Hermosillo , con una inversión total de 135 millones de dólares y con una capacidad total instalada de 137 MW (390,000 páneles en 300 hectáreas) (Iberdrola, 2018, a), y la otra era la planta Santiago, en Villa de Arriaga, San Luis Potosí, con inversión total de 200 millones de dólares y una capacidad instalada de 232 MW (672,000 paneles en 750 hectáreas) (Iberdrola, 2018, b) Lo acaecido hasta ese año de 2018, último de los sexenios de la neoliberalización de la economía energética, significó que la capacidad instalada en energía solar aumentase 24 veces entre 2013 y 2018. Sin duda, fueron los años del despliegue de esta industria.

En 2023, Iberdrola vendió al estado mexicano 13 centrales de ciclo combinado por 6, 500 millones de dólares. Eran en efecto, parte de sus instalaciones más antiguas y se habían creado en el contexto del modelo rentista en la cadena gas electricidad de años previos. Ese momento, se anunció, será destinado a energía eólica y solar en los años próximos. El despliegue de Iberdrola en México es en este mercado, en el cual la empresa ha señalado que estará aportando 2 GW (Bnamericas, 2024).

REFERENCIAS

Alavez, M. (2022). Energía A Debate, disponible en <https://energiaadebate.com/detiene-tribunal-proyecto-fotovoltaico-en-yucatan/>

- America's Power (2020) "Its Time to End Subsidies for Renewable Energy", disponible en: <https://www.americaspower.org/its-time-to-end-subsidies-for-renewable-energy/>
- Becerra-Pérez, Luis A.; González- Díaz, Luis R., Villegas-Gutiérrez, Ana C. (2020) La energía solar fotovoltaica, análisis costo beneficio de los proyectos en México, en RINDERESU (Revista Internacional de Desarrollo Sustentable) Vol. 5, no. 2 , disponible en : <http://rinderesu.com/index.php/rinderesu/article/view/104>
- CFE (2021) Iniciativa de Reforma a la Ley de Industria Eléctrica, documento
- CFE. (2023). Recuperado de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=3788>
- Czapla, Evelina y Lee, Tom (2021), The Impact of Tariffs on Utility Scale Solar, en American Action Forum, 5 de febrero, disponible en <https://www.americanactionforum.org/research/the-impact-of-tariffs-on-utility-scale-solar/>
- Chevalier, Jean-Marie (2013), Les grandes batailles de l' énergie, Paris, Gallimard, 475 pp.
- Chevalier, J.-M., Derdevet, M.; Geoffron, P. (2012) L' avenir énergétique: cartes sur table, Paris, Gallimard.
- Dosi, Giovanni (2020) "Liberalismo desenfrenado y pandemia: la encrucijada entre el tecnoautoritarismo y una nueva organización social", en revista CEPAL 132, disponible en <https://www.cepal.org/es/publicaciones/46838-revista-cepal-132-edicion-especial-covid-19-la-crisis-socioeconomica-america>
- El Economista (2023) EU impone aranceles a compañías solares, disponible en <https://www.eleconomista.com.mx/economia/EU-impone-aranceles-a-companias-solares-20230820-0064.html>
- Erickson, Angela C. (2018) , *The Production Tax Credit: Corporate Subsidies and Renewable Energy*, Texas Public Policy Foundation, October

- First Solar (s.f.) Leading the World's Sustainable Energy Future, disponible en https://www.firstsolar.com/es-CSA/-/media/first-solar/documents/corporate-collaterals/fs_corporate_factsheet.ashx
- Gaceta UNAM (2022) México, entre los cinco países que tienen mayor potencial de energía solar. disponible en <https://www.gaceta.unam.mx/mexico-entre-los-cinco-paises-que-tienen-mayor-potencial-de-energia-solar/>
- Gobierno de México (s.f.) disponible en <https://www.gob.mx/epn/articulos/inauguracion-de-la-central-fotovoltaica-aura-solar-i-10942>
- Greenstone, M., and I. Nath (2019). "Do Renewable Portfolio Standards Deliver?" Energy Policy Institute at the University of Chicago Working Paper 2019-62, April.
- Hansen Jean-Pierre, Percevois, Jacques (2010) Energie. Economies et Politiques, Bruxelles, De Boeck.
- Iberdrola (2018, a) Hermosillo, la primera planta fotovoltaica de Iberdrola instalada en México disponible en <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/planta-solar-fotovoltaica-hermosillo>
- Iberdrola (2018, b) Santiago, una de las primeras plantas fotovoltaicas instaladas por el Grupo Iberdrola en el mundo, disponible en <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/planta-solar-fotovoltaica-hermosillo>
- INFOBAE (2021), "Departamento del Tesoro de EE. UU. alertó que apoyos a PEMEX y a la CFE agotan recursos para gastos esenciales", 6 de julio, disponible en <https://www.infobae.com/america/mexico/2021/04/18/departamento-del-tesoro-de-eeuu-alerto-que-apoyos-a-pemex-y-a-la-cfe-agotan-recursos-para-gastos-esenciales/>
- Juliana Subtil Lacerda, Jeroen C.J.M. van den Bergh (2016), Diversity in solar photovoltaic energy: Implications for innovation and policy, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 54, 2016, Pages 331-340, ISSN

- 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.032>.
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115011119>)
- LONGI (s.f.) Milestones of LONGI, disponible en <https://www.longi.com/en/development/>
- Mazzucato, Mariana (2013) *The Entrepreneurial State: Debunking Public vs Private Myths*, London, Anthem Press
- Mo, Kevin (2020) “The State of Solar. Bracing for a post-Subsidy Era in China”, The Paulson Institute, disponible en <https://www.paulsoninstitute.org/our-stories/the-state-of-solar-bracing-for-a-post-subsidy-era-in-china/>
- Mokhopadyay, Tufan (2020) “Current and upcoming innovations in solar cell technologies”, Preescouter, september, disponible en <https://www.prescouter.com/2020/09/current-and-upcoming-innovations-in-solar-cell-technologies/>
- Navon, Aviad; Machlev, Ram; Carmon, David; Onile, Abiodun E.; Belikov, Juri; Levron, Yoash.(2021). “Effects of the COVID-19 Pandemic on Energy Systems and Electric Power Grids—A Review of the Challenges Ahead” *Energies* 14, no. 4: 1056. <https://doi.org/10.3390/en14041056>
- Our world in data (s.f.) Share of electricity generated by solar power, <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-solar>
- Reuters (2023) China’s solar capacity expected to hit 1000 MW by 2026, 12 de septiembre, <https://www.reuters.com/world/china/chinas-solar-capacity-expected-hit-1000-gw-by-2026-rystad-energy-2023-09-12/>
- Rodríguez, R. (2021). Importación de paneles solares. ¿Exentos de impuesto general de importación? Lexcea., disponible en <http://lexcea.com.mx/2020/07/09/importacion-de-paneles-solares-exentos-de-impuesto-general-de-importacion/>
- Secretaría de Energía (2018). Se inaugura la Planta Solar Villanueva en Coahuila., disponible en <https://www.gob.mx/sener/articulos/se-inaugura-la-planta-solar-villanueva-en-coahuila>

- SIE (s.f.) disponible en https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=DIPS_SE_C33_ESP
- Smil, V. (2017) *Energy Transitions. Global and National Perspectives*, Santa Barbara, CA, Praeger, 2nd Edition.
- The Conversation (2023) Solar power expected to dominate electricity generation by 2050, (26 de octubre) <https://theconversation.com/solar-power-expected-to-dominate-electricity-generation-by-2050-even-without-more-ambitious-climate-policies-215367>
- Timilsina, G. R.; Kurdgelashvili, L.; Narbel, P. A. (2012). “Solar energy: Markets, economics and policies”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 449-465.

Despliegue energético y economía regional: la Península de Yucatán

La especificidad regional de la transición energética se puede evidenciar con varios casos en México pero quizá uno de los más significativos por la escala de las intervenciones públicas sea el de la península de Yucatán, en donde se lleva a cabo un nuevo despliegue energético que combina gas natural y electricidad, alimentando la estructura de movilidad del Tren Maya, el aeropuerto de Tulum y de modo general la urbanización en curso. Este despliegue se combina con otro, que inicio previamente y de menor escala, que es la generación de electricidad a partir de plantas solares privadas¹⁷.

En la historia económica de la geografía mexicana, la Península de Yucatán (PY) fue un territorio tradicionalmente abandonado por las políticas de desarrollo y la consiguientes corrientes de inversión públicas y privadas, tanto en la fase desarrollista como en la neoliberal. El gobierno actual ha iniciado programas de intervención territorial que significan la dotación de un mayor volumen de gas natural junto con el incremento de la capacidad de utilizarlo para producir electricidad; en paralelo la construcción de una infraestructura de transporte con un tren que recorrerá la península uniendo zonas urbanas y turísticas de la misma y la construcción de un nuevo aeropuerto de alcance internacional en Tulum.

La transición energética en este caso está asociada a una nueva forma de intervención territorial por parte del Estado. Se genera una nueva geografía económica en México a partir de procesos en industrias y mercados de la energía. El marco más amplio es la intención de revertir el carácter desigual de la estructura geoeconómica mexicana, con regiones de mayor crecimiento y niveles de bienestar articulados a sectores dinámicos de la

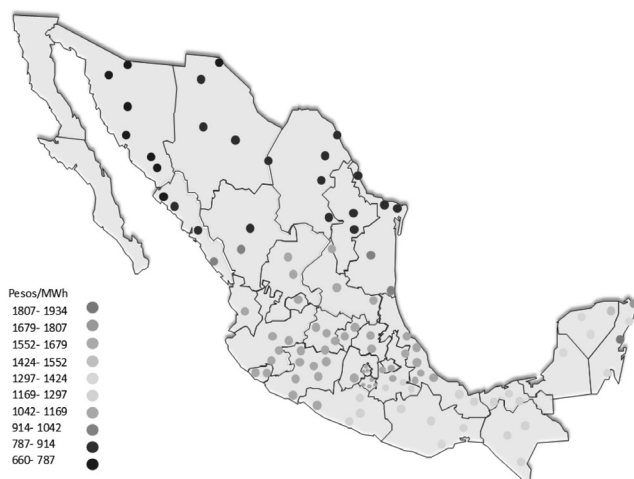
globalización, en el centro y norte del país; y regiones de poco crecimiento y gran pobreza, abandonadas por el Estado y débilmente insertadas a procesos de globalización, que son las del sur-sureste del país.

1. SUBDESARROLLO ENERGÉTICO EN LA REGIÓN PENINSULAR

La Península recorre los primeros años del siglo arrastrando un subdesarrollo energético que la distingue del resto del país, puesto que entre los estados con mayor pobreza energética en los hogares se encuentran Campeche, Quintana Roo y Yucatán (García-Ochoa y Graizbord 2016). Los costos de producción de energía eléctrica en esta macro-región generalmente son los más elevados del país debido a la falta de energéticos primarios de bajo costo y a la saturación del enlace de transmisión. A modo de ejemplo, se ofrecen los datos del mes de febrero del 2022, en que la Península registró los precios promedio más altos del Sistema Interconectado Nacional (SIN)¹⁸, tal como se muestra en la Figura 1.

¹⁸ El SIN no incluye a Baja California ni a Baja California Sur.

Figura 1. Precios promedio por zona de distribución y consumo del SIN¹⁹.



Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE (2022).

El tipo de combustible que se emplea para producir energía eléctrica es determinante para definir el costo final de la electricidad. En la Península, las centrales de generación eléctrica emplean los siguientes tipos de tecnologías: Ciclo Combinado, Turbo Gas, Vapor y Diésel. Cada tecnología utiliza un tipo de energético diferente como se muestra En el cuadro 1 siguiente.

Cuadro 1. Centrales eléctricas de CFE por tipo de tecnología en la Península.

Tecnología	Energético	Número de Centrales
Ciclo Combinado	Gas Natural	1
Turbo Gas	Diésel	3
Vapor Convencional	Gas Natural/Combustóleo	2
Combustión Interna	Diésel	1

Fuente: CFE (2021).

La principal vía de energía para la región fue creada a fines del siglo pasado: el gasoducto de la empresa Energía Mayakán, filial de la francesa Engie, el cual une Ciudad PEMEX, en Tabasco, con Yucatán y tiene 780 km de longitud, con una capacidad de 250 MMPCD. En Mérida el gasoducto se dirige hacia Valladolid. Una importante característica técnica del ducto es su aislamiento de la red nacional —el SNG en su momento y actualmente el SISTRANGAS—. Esta característica la ha hecho dependiente de un solo punto de inyección, como se verá.

El ducto entrega gas natural a las plantas termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad y tiene así la misión de servir de insumo básico para la electrificación peninsular. Un uso secundario del gas es el consumo para el sector industrial, sobresaliendo el metálico, el de minerales no metálicos y del vestido. Para fines industriales se consumen 10.6 MMPCD en la región de Mérida, mientras que en Valladolid, el consumo industrial es prácticamente nulo, con 0.21 MMPCD, con ello, en el año 2017, el estado de Yucatán representaba el 1.7% del gas natural nacional para fines industriales, mientras que los otros 2 estados de la Península carecen de este tipo de consumo (Micheli et al., 2018)

El problema fundamental con este ducto ha sido su subutilización. Debido a que su punto de inyección es Nuevo PEMEX, una planta de procesamiento de gas natural de PEMEX la cual no produce en los últimos años las cantidades y calidades del

hidrocarburo necesarias, el suministro a plantas generadoras ha sido insuficiente y éstas han debido reemplazar el gas natural con combustóleo y diésel. En el año 2019, el rango de volumen transportado ha sido de 70-90 MMPCD frente a una necesidad de las plantas termoeléctricas de 310 MMPCD.

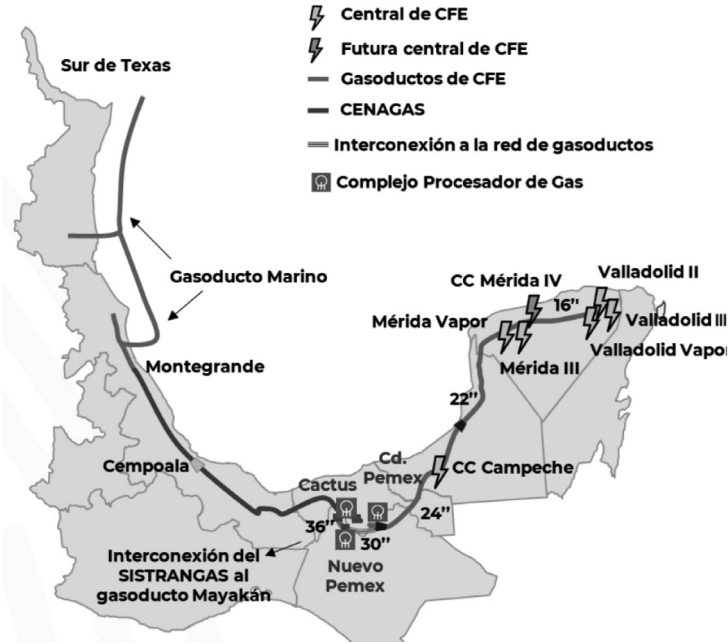
2. DESPLIEGUE ENERGÉTICO PÚBLICO EN LA PENÍNSULA DE YUCATÁN

Un efecto de esta escasez han sido los apagones, sobresaliendo el de marzo de 2019, el primero en la gestión del gobierno de la 4T y que dio origen a la respuesta anunciada como Plan Integral de Energía para Yucatán, en febrero de 2020 (Presidencia de la República, 2020) cuyo eje es la unión del ducto Mayakán con el de Tuxpan mediante un nuevo ducto de interconexión llamado Cuxtal I, dejando así de depender de Nuevo PEMEX. La expectativa es que, entonces, Mayakán pueda entregar 250-300 MMPCD, esperándose que en futuro este volumen llegue a 500 MMPCD, mediante plantas compresoras en su recorrido.

El nuevo ducto de interconexión, propiedad también de Engie mediante una inversión de 25 Millones de dólares, tiene una longitud de 16 Km y una capacidad de transporte de 250 MMPCD. Se interconecta con el SISTRANGAS y recibirá la molécula de Tuxpan, que a su vez la recibe por ducto submarino desde Texas. Así, la nueva vía de inyección depende del gas importado a través del ducto marino Texas -Tuxpan, que entró en operación en septiembre de 2019. El ducto marino tiene una capacidad de transporte de 2,600 MMPCD y deberá abastecer a cerca de 40% de las necesidades nacionales de gas natural que tiene la empresa Comisión Federal de Electricidad. Una alternativa a este suministro, en caso de contingencia en el futuro, será la provisión de gas natural licuado mediante buques en la planta regasificadora situada en Dos Bocas, Tabasco. La figura 2 ilustra lo anterior.

El plan comprende ampliación del ducto hasta Cancún y ampliación de la capacidad de producción eléctrica, mediante la ampliación de la existente central Mérida II y la creación de una nueva central de ciclo combinado, llamada Mérida IV, de capacidad de 500 MW, así como otra totalmente nueva en Cancún, llamada Rivera Maya, para lo cual también está anunciada la extensión del ducto desde Valladolid hasta Cancún, con una longitud de 158 Km y que entregará 80 MMPCD para fines eléctricos y también para usos domésticos e industriales. Para el abasto de gas natural a las plantas nuevas de la CFE, se dispuso, en 2024, la ampliación del gasoducto Mayakán, mediante un ducto paralelo de 700 Km, con lo cual la oferta total del hidrocarburo pasará de los 250 a 567 MMPCD (Diario de Yucatán, 2024).

Figura 2. Abasto de gas natural a la Península de Yucatán, actual y proyectado



Fuente: SENER (2022).

El Tren Maya es movido por energía eléctrica en un tramo de 690 Km, entre Mérida y Chetumal. La potencia requerida en esta modalidad por el tren, proviene de las instalaciones de la CFE: las dos nuevas centrales de ciclo combinado Mérida IV y Rivera Maya, así como de una nueva planta fotovoltaica situada en Nachi Cocom, la cual también dará servicio al público. (García, 30 enero 2023).

3. DESPLIEGUE ENERGÉTICO PRIVADO EN LA PENÍNSULA DE YUCATÁN

En la primera década del siglo , bajo el ambiente de negocios energéticos privados creado por las nuevas leyes de apertura del sector, comenzaron las exploraciones de desarrolladores de parques de energía eólica y fotovoltaica en la Península. La primera subasta de contratos de largo plazo, con la cual se inauguró el mecanismo correspondiente de la reforma energética (2013-2014) para promover la inversión de empresas del sector fotovoltaico y eólico en México, se llevó a cabo en 2015 y alcanzó 2,058 MW, con una inversión estimada de 2,600 Millones de dólares (Hacienda y Banobras, 2020). Esta primera ronda de licitaciones asignó a proyectos en Yucatán un total de 658.2 MW que representaron el 31.6% del total comprometido en esa primera ronda, con los proyectos que se muestran en el cuadro 2 siguiente.

Cuadro 2. Proyectos de plantas de energía alternativa en la Península de Yucatán

Planta	Energía	Empresa	Capacidad (MW)	Inversión (Millones de dólares)
-Parque Eólico Tizimín	E	Energía Limpia	84	152
-Parque Eólico Kabil I	E	Eólico Maya I, Aldesa, GBM, Aldener	30	ND
-Parque Eólico Kabil II	E	Eólico Maya I, Aldesa, GBM, Aldener	30	ND
-Energía Renovable de la Península	E	Vive Energía	92.4	165
-Kambul,	FV	Photoemeris Sustentable,	30	39
-Ticul I	FV	Vega Solar	300	440
San Ignacio	FV	Jinkosolar Investment	21.8	27
-Cuncunul	FV	Jinkosolar Investment	70	70

Fuente: Elaboración propia con datos de Hacienda y Banobras (2020).

De este conjunto de proyectos, se reporta el inicio de operaciones de las plantas eólicas de Tizimín (Gama, 2020) y de Progreso (Loredo, 2020) en el año 2020.

Algunas plantas son representativas de la conflictividad entre los intereses de la empresa y la de los habitantes del territorio (Sánchez y Reyes, 2018). La planta fotovoltaica en Concul, de la empresa desarrolladora de parque solares Lightning Park, subsidiaria de la multinacional china JinkoSolar, fue detenido en mayo de 2020 por instrucciones de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, que atendió la queja de un grupo de pobladores indígenas que argumentaron la falta de un procedimiento de consulta como lo instituye el Convenio

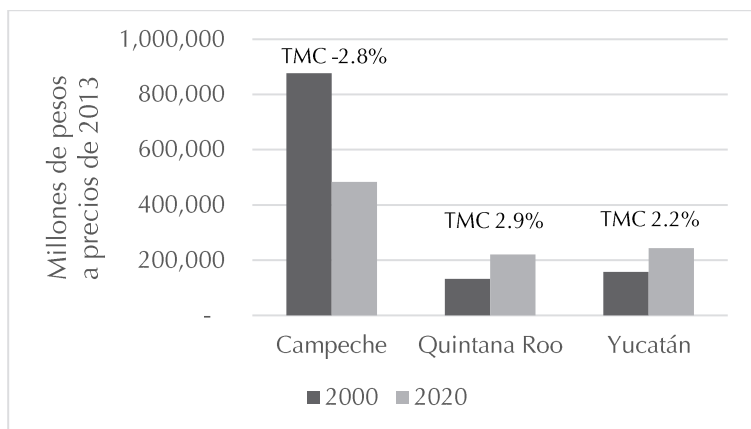
169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales de la Organización Internacional del Trabajo, agencia de Naciones Unidas. (Godoy, 2020; Environmental Justice Atlas, s.f.). También el parque eólico de Dzilam de Bravo ha generado controversia social. El interés de los desarrolladores de parque eólicos se manifestó en la Península desde la primera década de este siglo, y la iniciativa concreta del parque tuvo lugar en el año 2013. Según muestran Zárate y Fraga (2016) la falta de una regulación del Estado, en las escalas federal y local permitió a los inversionistas omitir o bien falsear información que mostraba que la planta y su funcionamiento ocasionan daños ambientales.

4. EFECTOS EN EL TERRITORIO ECONÓMICO Y SOCIAL

En lo que sigue, se muestra una descripción básica de la geografía social de la PY, a través de dos instrumentos de análisis: la urbanización y la estructura económica de los estados que componen la macro-región. La caracterización regional que surge de ambos instrumentos es la información básica con la cual relacionar la estrategia energética y de movilidad. Como se verá, ésta se asienta en un contexto altamente urbano y con importantes desigualdades estructurales.

Las dimensiones de cada economía estatal durante este siglo se muestran en la Gráfica 1. Los años de referencia son 2000 y 2020 y se advierten trayectorias diferentes de cada estado: la economía de mayor tamaño es la de Campeche, pero con una caída de -2.8% anual en el período, debido a una caída en similar magnitud de la producción petrolera; Quintana Roo había rebasado en tamaño y en velocidad de crecimiento a Yucatán, sin embargo en 2020 con la pandemia ese estado oriental de la Península regresó a la tercera economía y Yucatán pasó al segundo.

Gráfica 1 Tamaño y evolución del PIB en cada estado



Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI (2021), TMC= tasa media de crecimiento.

Las diferencias entre el desempeño económico de cada estado peninsular es el reflejo del dinamismo de sectores significativos en la estructura productiva de cada uno de los estados.

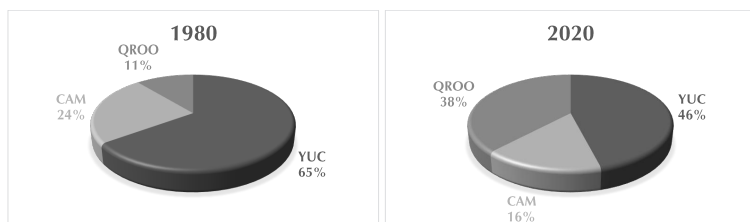
Al analizar la evolución del periodo 2003 a 2019, se observa para Campeche, su sector extractivo, es decir, la producción petrolera, descendió a una tasa promedio anual de 5.0%. En Quintana Roo, el sector de los servicios relacionado con el turismo (alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas) tuvo un crecimiento promedio anual de 1.4%. En el estado de Yucatán el sector de mayor dinamismo fue el de servicios, con crecimiento anual 3.1%.

La urbanización es el proceso que brinda una aproximación bastante precisa a los patrones socioeconómicos dominantes en los territorios. El modo en que se distribuye la población en el territorio, diferenciando entre el agrupamiento de personas en ciudades, y la dispersión de las mismas, se sintetiza en índices de urbanización como población en ciudades como porcentaje de la población total de un territorio.

El proceso de urbanización ha tenido en la Península de Yucatán una expresión dinámica pues la población clasificada como urbana por el tamaño de su localidad de residencia (2,500 habitantes y más) ha mantenido tasas de crecimiento altas, siendo un actor destacado el estado de Quintana Roo, seguido de Yucatán, lo cual ha provocado cambios significativos en la comparación interestatal que nos interesa mostrar para ilustrar el modelo de desigualdad en la macro-región peninsular. En números redondos, la población urbana de la Península de Yucatán pasó de 1,207,500 personas en el año 1980 a 5,107,246 en el año 2020. En este conjunto, la población urbana de Quintana Roo aumentó en 1156%, en tanto que los otros dos estados crecieron de modo similar, en el caso de Yucatán creció 155% y Campeche en 139%.

La comparación entre estados dentro de la PY se muestra en la Gráfica 2 siguiente, la cual ilustra un cambio radical en la estructura poblacional urbana con el importante ascenso de Quintana Roo. De hecho, se prefigura una tendencia que hace de Quintana Roo y Yucatán dos estados con similitudes poblacionales.

Gráfica 2. Población urbana:
participación (%) de cada estado al total de la Península



Fuente: Cálculos propios con base en SEMARNAT (2021).

La evolución de la proporción de población urbana respecto a la total nos indica el grado de urbanización del estado. Los datos²⁰ son los siguientes, para el periodo de 1980 a 2020:

- En Campeche se pasó de 69.4 % a 75.0%
- En Quintana Roo de 59.1 a 90.3%
- En Yucatán de 73.5 % a 86.0%.

Es decir, en 1980, Yucatán era la entidad más urbanizada, en cambio en 2020 la entidad más urbanizada es Quintana Roo, aunque seguida muy cerca por Yucatán.

REFLEXIONES EN EL UMBRAL DE LA NUEVA GEOGRAFÍA ECONÓMICA DE LA PENÍNSULA

Las nuevas intervenciones públicas y privadas en materia de energía, así como las de movilidad, son procesos en su fase inicial. Los impactos reales sobre la actividad social y económica de los tres estados peninsulares aún son desconocidos y en este artículo se mostró una fase de definición de nuevas infraestructuras estratégicas para el desarrollo de la región peninsular.

La economía política de este cambio geográfico, al que se le puede denominar de modo sintético como una nueva territorialidad del Estado, revela que las nuevas infraestructuras energética y de movilidad, materializan los proyectos y modelos distintos consecutivos en el tiempo, el neoliberal y el post-neoliberal, y bajo esta perspectiva la comprensión del fenómeno específico de transformación geográfica se puede asociar con procesos económico-políticos amplios. Existe una decisión geopolítica que involucra a la zona sur sureste del país y que busca establecer una nueva geografía económica nacional. Esta nueva territorialidad también contempla la transformación económica del Istmo de Tehuantepec y la relocalización del polo

²⁰ Cálculos propios con base en SEMARNAT (sin fecha).

energético mediante la Refinería de Dos Bocas, la producción de petróleo en zonas de Tabasco y la implantación del aparato burocrático de PEMEX en la Ciudad de Campeche.

Es posible emitir una reflexión sobre el proceso futuro que es tentativa y generalizadora. Es limitada por ello, pero está fundamentada en hechos claves de la geografía económica de la región.

Una primera consideración sobre los impactos probables debe basarse en que el contexto poblacional se caracteriza por su alto nivel de urbanización y una estructura económica por un proceso de terciarización. La comparación entre estados nos ha mostrado la existencia de un escenario de economías diferenciadas en sus ritmos de crecimiento e igualmente en su estructura productiva y de empleo. Estas características definen, hasta el momento la geografía económica de la Península de Yucatán en sus rasgos más importantes.

El eje energía-movilidad traerá consigo la expansión así como la densificación de zonas urbanas, nuevas actividades secundarias y terciarias, y sin duda, una nueva escala de conflictos propios de estos procesos. Las posibilidades de desarrollo equilibrado y dinámico están presentes, aunque sin duda no están garantizados pues dependen de iniciativas y actores locales. Sin embargo, la ruta que seguiría la Península de Yucatán con despliegue únicamente del proyecto privado energético, no contenía las posibilidades de desarrollo.

Una segunda consideración es que los impactos se relacionarán con la electrificación en un contexto de fuerte presión urbana y la capacidad resultante de nuevas actividades económicas de mayor contenido tecnológico y de competencias laborales. El incremento de la actividad comercial y turística que se derivan del Tren Maya –inaugurado en su totalidad en septiembre de 2024–, así como del aeropuerto en Tulum –inaugurado en diciembre de 2023–, debería, con programas ejercidos por las instituciones locales, derivar en una nueva estructura productiva

especializada y de creciente valor agregado, evitando procesos de concentración.

El proyecto energético privilegia necesariamente un destino urbano: la zona metropolitana cuyo centro de gravedad es Mérida. Con gas natural en mayor cantidad y energía eléctrica a menor precio, la urbanización crecerá y presionará las capacidades de planeación y las políticas sociales del Estado. La economía urbana, con sus servicios especializados y su manufactura, ganará aún más fuerza en la estructura regional. El gasoducto Mayakan se detiene en Valladolid, pero en algún momento será extendido hasta Cancún. De nuevo la energía disponible producirá efectos de metropolización acelerados en la parte noroeste de la península. La energía es una palanca de crecimiento insoslayable pero no hace milagros para el desarrollo si hay concentración y desigualdades previas. La Península crecerá más en donde ya crecía, pero no habrá menor desigualdad territorial si todo sigue igual.

La única manera en que la energía sea una fuerza de desarrollo —en el sentido en que se ha manejado en este artículo—, es que se creen nuevos polos de actividad económica, eso incluye parques industriales que usen gas natural, electrificación del transporte urbano, redes de frío, instalaciones turísticas y de esparcimiento con tecnologías inteligentes, mejores y más infraestructuras de salud y de educación, y en general intervenciones privadas y público-privadas que busquen la diversificación de producción de bienes y servicios. La conversión energética basada en gas natural y electrificación no debe significar la desatención de transiciones energéticas locales hacia fuentes renovables —que ya tiene los brotes mostrados y otros que sin duda aparecerán— pero es innegable que es el peso de la matriz energética tradicional basada en hidrocarburos la que va a causar una modificación en la economía peninsular.

La electrificación y Tren Maya son proyectos de transformación territorial que deben ser considerados en conjunto. Una narrativa ambientalista “pro-selva” ha marcado el tono

de la nueva territorialidad del Estado que se proyecta con el Tren Maya exclusivamente, pero obvia el significado del eje energético que se está implantando, el cual, conjuntamente con el Tren, es articulador de transformaciones impulsadas por nuevas inversiones productivas (astilleros, aeropuertos, urbanización) de fuerte impacto territorial.

El tren encarna un proyecto de movilidad a gran escala que puede orientar el desarrollo territorial y vertebrar respuestas económicas que permitan salir de la trampa de la desigualdad que, por sí sola, no va a ser abatida por la conversión energética de la Península. El Tren Maya puede jugar un papel compensador, porque sin él, la fuerza expansiva de la metropolización de Mérida y de Cancún, acelerada por la conversión energética, fortalecerá los desequilibrios en la zona norte de la península y entre ella y el sur. Este desequilibrio es el caldo de cultivo para los fenómenos ya conocidos de territorios *folklorizados*, las “últimas fronteras” y en general de nuevas formas de ruralidad que tienen como común denominador el avasallamiento de territorios, indígenas o no, por la subordinación del mercado. En el cambiante mundo de las fuerzas productivas y del papel del Estado moderno, no todo está escrito sobre cómo se define la territorialidad social. Las iniciativas del tren y la energía en el mundo maya pueden abrir las puertas de un desarrollo innovador en la geografía económica de México

REFERENCIAS

- Centro Nacional del Control de la Energía. [CENACE]. (marzo de 2022). *Sistema de Información del Mercado. Mercado de Energía de Corto Plazo* [base de datos]. Recuperado de: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMDA.aspx>
- Comisión Federal de Electricidad. [CFE]. (abril de 2021). *Informe Anual 2020*. Disponible en: <https://www.cfe.mx/>

- finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/CFE%20Informe%20Anual%202020.pdf
- Diario de Yucatán (25 de marzo de 2024), Comunicado de prensa, <https://www.yucatan.com.mx/merida/2024/03/25/cfe-y-enge-firman-acuerdo-para-ampliar-el-gasoducto-mayakan.html>
- Environmental Justice Atlas. (s.f.). *Parque Fotovoltaico Yucatán Solar, Valladolid, México*. Disponible en: <https://ejatlas.org/conflict/parque-fotovoltaico-yucatan-solar-valladolid-mexico>
- Gama, I. (2020). *Inaugura Gobernador Mauricio Vila Parque Eólico Tizimin*. Global Energy. Disponible en: [https://globaleenergy.mx/noticias/alternativas/eolica/inaugura-gobernador-mauricio-vila-el-parque-eolico-tizimin/](https://globalenergy.mx/noticias/alternativas/eolica/inaugura-gobernador-mauricio-vila-el-parque-eolico-tizimin/)
- García (30 enero 2023), La CFE presenta plan de electrificación para la Península de Yucatán y el Tren Maya, El Economista, <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/La-CFE-presenta-plan-de-electrificacion-para-la-peninsula-de-Yucatan-y-el-Tren-Maya-20230130-0048.html>
- García-Ochoa, R. y Graizbord, B. (2016). *Caracterización espacial de la pobreza energética en México. Un análisis a escala subnacional*. Economía, sociedad y territorio, 16(51), 289-337. http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-84212016000200289&lng=es&tlng=es
- Godoy, E. (2020). *Comunidades locales mexicanas rechazan granja solar china*. Dialogo Chino. 5 de mayo de 2020. Disponible en: <https://dialogochino.net/es/clima-y-energia-es/35244-comunidades-locales-mexicanas-rechazan-granja-solar-china/>
- Hacienda y Banobras. (30 de octubre de 2020). *Macroproyectos y Programas, Primera Subasta de Largo Plazo*. Proyectos México. (marzo 2022). Disponible en: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/primer-subasta-de-largo-plazo-slp-12015/

- Instituto Nacional de Estadística y Geografía [INEGI]. (2021). *Cuentas Nacionales*. Recuperado de: <https://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/>
- Loredo, D. (8 de octubre de 2020). *Concluye Proyecto Mayakán para llevar gas natural al sureste: Rocío Nable*. Energy 21. Disponible en: <http://energy21.com.mx/petroleo-y-gas/2020/10/08/concluye-proyecto-mayakan-para-llevar-gas-natural-al-sureste-rocio-nable>
- Micheli J. (en prensa) Energy and territory: opportunities and challenges in the development of the Yucatan peninsula, in Duhalt, H., Morales I., *Geographies of Energy in Mexico*, Baker Institute.
- Micheli, J., Romero, M., Valle, E. (2018). *Hacia una geografía de la energía en México. El consumo de gas natural y otros combustibles para fines industriales*. Economía Informa (UNAM), (409), 72-87. <http://www.economia.unam.mx/assets/pdfs/econinfo/409/06MicheliRomeroValle.pdf>
- Presidencia de la República. (01 de febrero de 2020). *Programa Integral de Energía para Yucatán* [versión estenográfica]. 1 de febrero. Recuperado de: <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/version-estenografica-programa-integral-de-energia-para-yucatan-construccion-de-la-central-ciclo-combinado-y-gasoducto>
- Sánchez, M.J. y Reyes, M.I. (2018). *La transición energética en Yucatán: el desvío de sus principios y los riesgos para la sostenibilidad de la región*. Heinrich Boll Stiftung. Disponible en: <https://mx.boell.org/es/2018/10/15/la-transicion-energetica-en-yucatan-el-desvio-de-sus-principios-y-los-riesgos-para-la>
- Secretaría de Energía, [SENER]. (Marzo de 2022). *Prontuario Estadístico 2022*. Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/articulos/prontuario-estadistico-2022-297519>

- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT]. (2021). *Compendio de Estadísticas Ambientales 2021*. Recuperado de: https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/compendio_2021/dgeiawf.semarnat.gob.mx_8080/ibi_apps/WFServlet69af.html
- Turismo y Fonatur. (Agosto de 2020). *Tren Maya Electrificación*. Proyecto Tren Maya. Recuperado de: <https://www.trenmaya.gob.mx/electrificacion/>
- Zárate Toledo, E. y Fraga, J. (2016). *La política eólica mexicana: Controversias sociales y ambientales debido a su implantación territorial. Estudios de caso en Oaxaca y Yucatán*. Trace, Travaux et Recherches dans les Amériques du Centre, (69), 65-95. Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=423844253004>

Crisis , mercado ambiental y paradigma del balance cero

Una conjunción de factores es la que determina cuál es el tiempo que se requiere para que alguna fuente primaria reemplace a otras de manera significativa. Entre estos factores se cuentan las innovaciones tecnológicas, la apertura de nuevos mercados, las guerras, y, en la actualidad, la gran presión social, política y económica, para “descarbonizar” la producción de energía, por razones ambientales. Sin embargo, la demanda de energía sigue creciendo y el reto es concentrar recursos técnicos, organizacionales y financieros que logren que las nuevas fuentes tengan una participación significativa en los nuevos mercados energéticos, la cual, según Smil (2017), debe ser de 10 a 15%.

El mercado ambiental es la traducción económica en clave de negocios y competencia que acompaña necesariamente, bajo una lógica mercantilista, toda reconversión socio-técnica de sistemas productivos que sean productores de crisis ambientales. La trayectoria de la crisis ambiental vive hoy su fase de máximo agravamiento por el fenómeno del calentamiento global. Ello ha hecho de la transición energética un paradigma del mercado ambiental contemporáneo en la medida que los sistemas energéticos son una fuente importante de la emisión de gases de efecto invernadero, especialmente de CO₂.

El fenómeno del calentamiento global se colocó como la expresión concreta del daño ambiental de escala global más relevante durante la primera década de este siglo, y su trayectoria desde la esfera científica a la de la política y a la economía política desplegó un nuevo mercado

ambiental vigoroso cuyo valor de cambio común es la descarbonización de la actividad energética.

1. MERCADO AMBIENTAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Con el cambio de siglo y el recorrido de la primera década, consideré que era posible describir la construcción social del mercado ambiental como confluencia de negocios e intereses políticos que interactuaban a escala internacional traduciendo la preocupación ambiental definida por las instituciones de la esfera científica (Micheli, 2000, 2002, 2004, 2008). Bajo una lógica económica mercantilista, la crisis ambiental solo puede ser asumida bajo una construcción de de mercado.

El mercado ambiental se construyó por la acción económica y política de agentes vinculados a atender causas y efectos de las crisis antropogénicas, en escalas geográficas diversas. Cuando la crisis alcanzó la escala planetaria, como es el caso del cambio climático, el mercado ambiental se empezó a constituir como vector de la globalización con la fuerza necesaria para integrar a las diferentes sociedades nacionales a un mismo proceso, guiado por los mismos valores y con la participación de actores globales. Este recorrido culmina, hasta el momento, con un mercado cuyo proceso económico es la transición energética y cuyo objetivo compartido es el logro del balance cero de emisiones de efecto invernadero.

El mercado ambiental global requiere de tres componentes: i) una reflexión científica que evidencie la magnitud y características de la crisis ambiental, ii) la popularización de esa reflexión para que se convierta en política de instituciones supranacionales y a su vez sea condicionamiento para iii) la adopción de políticas nacionales que sean capaces de estimular negocios y mercados para combatir la crisis ambiental. La trayectoria de la construcción del mercado ambiental de la

transición energética, bajo la visión de los tres componentes se sintetiza a continuación:

El cambio climático surgió en los años noventa del siglo pasado como el paradigma de la crisis de sustentabilidad asociada a una amenaza catastrófica general y ya no fragmentada en diversas escalas geográficas y/o sectores de la actividad económica. El instrumento común supranacional frente a esta crisis global ha sido la sucesión de Conferencias de las Partes del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP) desde la original en Berlín en 1995 hasta la más reciente, en Dubái en 2023, numerada como la COP 28 . Si bien el instrumento de las COP sirvió para generar un mercado con actores nacionales y regionales, gobiernos, instituciones supranacionales y un circuito de negocios global, reveló también la incapacidad económico- política de crear respuestas en los términos comprometidos. Por tanto, la lógica de este mercado se ha adaptado a las condiciones de posibilidad viables dentro del marco de las diversas realidades de la geografía económica mundial, asegurando un mercado ambiental en constante despliegue. En ese sentido, ha habido dos etapas dentro del proceso de construcción del mercado creado a partir de la crisis climática y las COP.

La primera fase del mercado de la crisis climática que recorre de 1995 a 2015, carecía de la fuerza del consenso y del impulso de las políticas económicas de las naciones de mayor peso económico que más han contribuido a la propia crisis. Durante la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro de 1992, la Convención sobre Cambio Climático había establecido la meta de alcanzar en el año 2000 los mismos niveles de emisiones de 1990. En efecto, el primer objetivo de 1992 quedó enterrado por las divergencias de los intereses económicos nacionales, sobre todo entre los de países de mayor poderío, y el significado de la diversidad se confirmó durante la Cumbre de Kioto en 1997 (COP 3): los países de la Unión Europea habían presentado una propuesta de reducir para 2010 el 15% de sus emisiones

totales respecto a 1990 si los demás países se comprometían a algo similar. Sin embargo, el protocolo final estableció que para el período 2008-2012 la Unión Europea reducirá sus emisiones 8% respecto a 1990, Estados Unidos 7% y Japón 6%. Asimismo, China y la India rechazaron las intenciones de disminuir sus emisiones para no poner en riesgo su proceso de industrialización. Además, la COP 3 en Kioto acuerda la obligación de los países a establecer leyes que conduzcan a detener el calentamiento global, y la meta es reducir el total de las emisiones a un nivel inferior en no menos de 5% al de 1990 en el periodo del compromiso (2008-2012).

En el periodo de 2008 a 2018, la reflexión científica sobre la magnitud de la crisis del calentamiento global ganó en profundidad y se construyeron las bases conceptuales del calentamiento global y su relación con las emisiones de dióxido de carbono, focalizando así una herramienta de mitigación climática y de observación de futuros impactos.

En el 2013, el Quinto reporte del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), señaló que “limitar el cambio de la temperatura global significa limitar la acumulación (o stock) de emisiones de CO₂ a la atmósfera. De hecho, para detener el calentamiento global, las adiciones netas antropogénicas de CO₂ a la atmósfera deben alcanzar el valor de cero”. (IPCC, 2013). Y en el marco de este avance reflexivo, las COP adquieren un papel más activo en la construcción del mercado ambiental, a partir de 2015 con la reunión 21 que emite el Acuerdo de París, el cual señala el objetivo de “reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2°C y esforzarse para limitar este aumento a incluso más de tan solo el 1,5°. Cada país prepara, comunica y mantiene contribuciones nacionales determinadas, las cuales son revisadas cada 5 años. Se deben ofrecer las contribuciones nacionales y revisar los compromisos de los países cada cinco años, así

como ofrecer financiación a los países en desarrollo para que puedan mitigar el cambio climático, fortalecer la resiliencia y mejorar su capacidad de adaptación a los impactos del cambio climático” (United Nations, s.f.).

En el año 2018, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por su sigla en idioma inglés) elaboró un reporte especial, a pedido de la COP de Paris, para evaluar la viabilidad y condiciones de limitar a 1.5 grados centígrados por encima del nivel preindustrial. En el informe “se señala que para limitar el calentamiento global a 1,5°C se necesitarían transiciones “rápidas y de gran alcance” en la energía, la industria, los edificios, el transporte y las ciudades. Sería necesario que las emisiones netas globales de dióxido de carbono (CO₂) de origen humano disminuyeran en 2030 alrededor de un 45% respecto de los niveles de 2010, y siguieran disminuyendo hasta alcanzar el “cero neto” aproximadamente en 2050. Eso significa que se necesitaría compensar cualquier emisión remanente por medio de remover CO₂ de la atmósfera” (IPCC, 2018)

A partir de aquí se construye el balance cero como paradigma de la transición energética que articula al mercado ambiental, el cual debe desplegarse bajo el objetivo de que la cantidad de emisiones de dióxido de carbono sea equivalente a la cantidad del mismo gas sustraído de la atmósfera en el año 2050. Eso modifica una meta absoluta como era la de disminuir en un porcentaje dado la emisión de gases de invernadero, pero no abandona la meta de frenar la elevación de la temperatura global a no más de 1.5 grados centígrados.

Señala la Organización de Naciones Unidas:

En pocas palabras, balance cero significa reducir las emisiones de gases de efecto invernadero lo más cerca posible de cero, con las emisiones restantes reabsorbidas de la atmósfera, por ejemplo, por los océanos y los bosques. ¿Por qué es importante el cero neto? La ciencia muestra claramente que para evitar los peores impactos del cambio climático y preservar un planeta habitable, el aumento

de la temperatura global debe limitarse a 1,5°C por encima de los niveles preindustriales. Actualmente, la temperatura de la Tierra ya es aproximadamente 1,1°C más alta que a fines del siglo XIX, y las emisiones continúan aumentando. Para mantener el calentamiento global a no más de 1,5°C, como se exige en el Acuerdo de París, las emisiones deben reducirse en un 45% para 2030 y llegar a cero neto para 2050. (United Nations Climate Action, 13 de diciembre 2023)

La COP 28, que se llevó a cabo en el año 2023 es la más reciente al momento de escribir este texto. Generó el más importante instrumento de consenso desde que el paradigma ambiental dominante fue el cambio climático y la necesidad de transitar hacia la descarbonización de la economía, como se estableció en la COP 15 del año 2009 y se reforzó en la COP 21 en el año 2015, con el Acuerdo de París que consistía en un tratado jurídicamente vinculante en torno a objetivos ambientales.

La COP 28, en su declaración final, postula el inicio de la transición “rápida, justa y equitativa” que dará fin a la era de los combustibles fósiles. Generó un balance mundial de lo logrado hasta el momento y sentó las bases de una nueva era de financiamiento para que los países desarrollen planes de acción climáticos, manteniendo la meta de que la emisión de gases de efecto invernadero debe reducirse en 43% para el año 2030, para limitar el calentamiento global a 1.5 grados. En forma resumida, los ítems del consenso son:

- La evidencia de que el avance fijado por las COP anteriores no se ha cumplido
- La declaración del inicio del final de la era de combustibles fósiles
- La creación de nuevos instrumentos para construir los datos y evidencias de la transición energética para cada país
- Los compromisos de un nuevo impulso a la financiación de la transición y mitigación de los efectos dañinos del cambio climático.

Pide a las Partes que tomen medidas para lograr, a escala mundial, triplicar la capacidad de las energías renovables y duplicar las mejoras de la eficiencia energética para 2030. La lista también incluye la aceleración de los esfuerzos hacia la eliminación progresiva de la energía del carbón sin disminuir, la eliminación progresiva de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles y otras medidas que impulsen la transición hacia la eliminación de los combustibles fósiles en los sistemas energéticos, de una manera justa, ordenada y equitativa, con los países desarrollados continuando a la cabeza. A corto plazo, se anima a las Partes a que presenten objetivos ambiciosos de reducción de emisiones para toda la economía, que abarquen todos los gases de efecto invernadero, sectores y categorías, y que estén alineados con el límite de 1,5°C en su próxima ronda de planes de acción climática (conocidos como contribuciones determinadas a nivel nacional) para 2025. (United Nations Climate Change, s.f.)

2. LA TRANSICIÓN Y LA DIVERSIDAD GEOGRÁFICA

La crisis ambiental de origen energético es, en realidad, un resultado de la desigual geografía económica del planeta, y ésta supedita a la transición energética en tanto que la reconfiguración de tecnologías y sistemas de reconversión de cada país tiene condiciones de posibilidad y efectos sobre la descarbonización global distintos.

El orden energético-económico mundial ha sufrido una transición con la emergencia de China como el país de mayor participación en el consumo de energía (26%), con Estados Unidos (16%) en segundo lugar. El Cuadro 1 muestra cuál era la composición por principales países del consumo mundial de energía primaria en 1965 y en 2022.

Cuadro 1. Principales países consumidores de energía

País	1965	País	2022
EE. UU.	33%	China	26%
URSS	16%	EE. UU.	16%
Alemania	7%	India	6%
Reino U.	5%	Rusia	5%
Japón	4%	Japón	6%
Total	66%	Total	59%

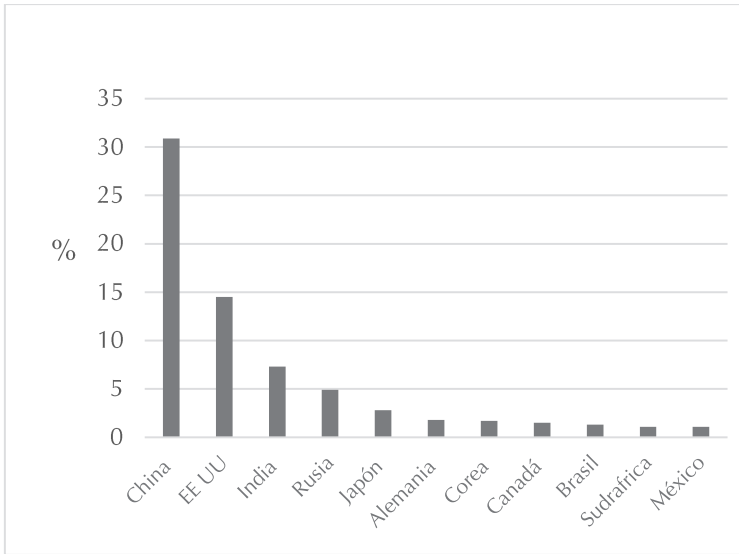
Fuente cálculos a partir de Ritchie, Rosado, Roser (2020)

Para complementar la descripción geográfica de la producción de energía, es necesario revisar las aportaciones per cápita de los países con mayor peso en el consumo. Estados Unidos representa 5% de la población mundial, en tanto que China representa al 18% y el consumo per cápita de EE. UU. es de 304.4 miles de BTU, en tanto que el de China es tres veces menor, de 105.7 miles de BTU (The World Factbook, s.f.).

La aportación de cada país a la producción de gases de efecto invernadero se muestra en el gráfico 1 donde se advierte el papel preponderante de China, seguido de EE. UU. e India.

Grafico 1.

Las aportaciones % de cada país a las emisiones de gases de efecto invernadero en 2020



Fuente: Hannah Ritchie, Max Roser and Pablo Rosado (2020)

Los datos anteriores son la escala mayor con la cual puede representarse la diversidad de la geografía de la energía y la crisis del calentamiento global. Destaca el papel de la triada formada por China, Estados Unidos e India como actores principales y como tales, responsables del resultado del proceso de transición energética planetario. Esta evidencia lleva necesariamente a que la transición energética, y por tanto el mercado ambiental, se articule por la construcción de trayectorias nacionales de descarbonización, en el contexto de la tensión que impone la desigualdad, la cual lleva inevitablemente a cuestiones de fondo sobre la responsabilidad de unos países y otros.

Por ello, la estrategia definida como balance cero tiene nuevas consideraciones que van más allá del paradigma rígido de transición energética centrado en combustibles y no en la

geografía de la energía. Partiendo de un nivel débil de compromisos por parte de los diversos países y bajo las condiciones de posibilidad que cada economía nacional presentan, el mercado ambiental actual parece contar ya con un paradigma con atributos de commensurabilidad traducible a esfuerzos (inputs) económicos y tiene la característica histórica de ser convergente con un movimiento de varios gobiernos para recuperar, en distintos grados, la capacidad de orientar su modelo energético nacional.

Ello se plasma en un nuevo marco de comprensión de las evoluciones económicas de los países y el papel que juegan en ellas sus sistemas energéticos. La noción de transición energética justa ha sido incluida en dicho marco de comprensión y así, por ejemplo, la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023) ha elaborado una hoja de ruta global hacia el objetivo del balance cero en que toma en cuenta la diversidad de costos, preferencias de política, disponibilidad de tecnologías, condiciones de mercado que priven en los diversos países y propone una transición ordenada a lo largo del sector energético que garantice la seguridad en el abastecimiento de combustibles y electricidad, minimizando en lo posible los activos energéticos prematuramente devaluados y/o inhabilitados y evitando la volatilidad de precios en los mercados de energía.

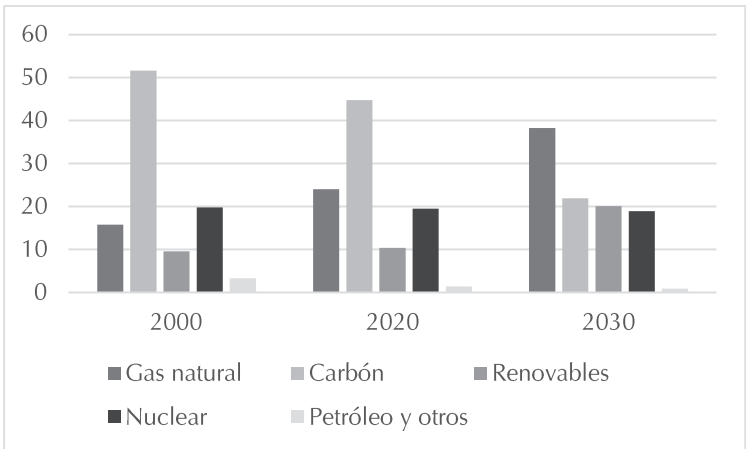
La OECD reconoce la diversidad de situaciones y, *contario sensu* a sus tradicionales análisis en una diversidad de temas económicos en que ha mantenido una supervisión y ejercido recetarios de mercado, en el caso del mercado ambiental, propone “estrategias globales de descarbonización que promuevan el crecimiento y la inclusión social (...) con medidas que faciliten el despliegue del capital, del trabajo y de la innovación en las actividades bajas en carbono y para compensar los efectos redistributivos desfavorables por la reducción de las emisiones (...)” y concluye “no existe una panoplia de medidas universalmente aplicables. las soluciones realizables dependen de la estructura

industrial, de las preferencias sociales y de las restricciones políticas de cada país” (Darcangelo, et al., 2022, p. 6).

Desde la perspectiva china: la transición energética se debe desarrollar en el tiempo y no mediante ráfagas, debe estabilizar necesidades humanas y estabilidad social, una menor tasa de consumo de energías fósiles y seguridad energética. Los sistemas energéticos tienen una fuerte inercia de transición y una transición energética que no tome en cuenta los costos y necesidades prácticas de las personas, será más dañina que benéfica. Además, debe tomarse en cuenta la diversidad regional (Shi, Sun,Shen, 2021).

La secuencia de innovaciones en EE. UU. y el despliegue de la economía del gas natural ha dado por resultado que este combustible sea el protagonista de la transición energética de ese país, desplazando al carbón como fuente primaria para la producción eléctrica. El gráfico 2 ilustra el peso que ha ganado el gas natural, desde 15.8 % en la matriz eléctrica durante el año 2000 hasta 38.3 % estimado en el año 2030.

Gráfico 2. El creciente peso del gas natural en la matriz eléctrica



Fuente : US. Energy Information Administration,(sf).

Las características y dimensiones de la hegemonía de EE. UU. en la economía de gas natural le permiten la condición

de líder en la transición energética. El eje de este liderazgo se materializa en la actual estrategia económico-ambiental del gobierno de EE. UU. que encabeza el presidente Biden, la cual une la transición energética a una amplia reconversión industrial y de creación de mercados que se promueven con el intervencionismo del Estado.

Su decisión más visible fue el regreso de ese país al Acuerdo de París en materia de cambio climático, y la concreción de sus iniciativas propuestas en su campaña, medidas que apuntan al objetivo de lograr para el año 2050 un balance de cero emisiones netas de los gases de efecto invernadero (*zero net*) y en particular para el sector de energía de su país lograr esa meta en el año 2035 (Office of the Federal Chief Sustainability Officer, s.f.).

El proyecto estratégico en materia ambiental que ha impulsado Biden desde el año 2022 es una actualización de la política intervencionista tradicional de gobiernos demócratas en materia ambiental, desde que la iniciara el presidente Carter en el año 1977, tras anunciar que el embargo petrolero de 1973, colocaba al país en situación de crisis que obligaban a tomar medidas cual si el país estuviera en una guerra²¹. Aunque hay diferencias de carácter histórico, las medidas de Biden se dan sobre la misma base: la seguridad energética del país requiere un conjunto de acciones que protejan a los hidrocarburos y el carbón, energías primarias de las cuales el aparato económico del país es dependiente y por tanto su uso necesita ser objeto de una transición protegida, en un clima de rivalidad con China²².

²¹ El presidente Carter firmó la legislación en materia energética que creó el Departamento de Energía benró incentivos para energías renovables y carbón, desreguló los precios de petróleo y gas natural y prohibió nuevas plantas que usaran gas natural y petróleo. (Columbia.edu, s.f.)

²² La gran diferencia con el escenario vivido con Carter es desde luego que Biden opera sobre una economía exportadora neta de energía, por lo cual ha trasladado la dependencia hacia otros países. Sin embargo, el clima de guerra y urgencia es similar: la amenaza ambiental a nivel planetario crece sin detenerse y la confrontación con China es en esencia de carácter,

Con la emisión de la Inflation Reduction Act (IRA) de 2022 (Senate.gov. , s.f). se materializa un programa destinado a aminorar la inflación y reducir el déficit, dentro del cual se encuentra promover la producción local de energía y manufactura y reducir la emisión de carbón en 40 % para el año 2030²³, mediante un conjunto de acciones y objetivos sectoriales que se muestran en el cuadro 2.

tecnológico (Farres, 2019) . Lo anterior significa que el liderazgo energético estadounidense es un instrumento clave puesto que China se ha convertido en el máximo consumidor mundial de hidrocarburos y requiere importarlos.

²³ El nombre del programa no es coherente con el contenido fundamental que es un programa de descarbonización y es más bien un significado para fines electorales al poner el énfasis en la reducción de la inflación. Recordemos que el mandato del presidente Biden inició en enero de 2021, y que la inflación había sido de 4.7% en ese año y de 8.0% en 2022 (The Economist, 17 de agosto 2023)

Cuadro 2. Estructura de los recursos del *Inflation Reduction Act* para la transición energética.

Objetivo	Monto en miles de millones de Dls.
<p>Fondos para acción climática mediante reducciones impositivas, financiamientos, garantías de préstamos .</p> <p>La mayor parte (216 millones de Dls.) son créditos tributarios para las empresas</p>	<p>Energía: 250.6 Manufatura: 47.7 Medio ambiente: 46.4 Electromovilidad: 23.4 Agricultura: 20.9 Agua :4.7</p> <p>Total. 393.7</p>
<p>Mejorar o reemplazar la infraestructura energética</p>	<p>Reinversión para mejora: 250 Innovación en energía limpia:62 Tecnología avanzada para manufatura de vehículos: 65</p> <p>Total: 367</p>

Fuente: Kumar, O'Rourke, Mehta et al., (24 de octubre de 2022)

Las reducciones impositivas más relevantes son: para la adquisición de nuevos calentadores domésticos de mayor eficiencia energética, para la adquisición de vehículos eléctricos con contenido (nacional) y a la producción de energía eléctrica sin contenido de carbono, producción nuclear, combustible para aviones e hidrógeno limpio.

3. HITOS DE LA CONSTRUCCIÓN DEL MERCADO GLOBAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

A punto de cumplirse el primer cuarto del siglo XXI, las trayectorias económicas , geopolíticas y tecnológicas descritas en el

libro han delineado escenarios cambiantes. El ritmo histórico de las batallas por la energía y la transición energética que hemos observado a través del mercado del gas natural, en nuestra escala nacional y en el contexto internacional, se compone de hitos mundiales que merece la pena recuperar y colocar como cronología básica para acompañar la intencionalidad del libro.

Tales hitos, nombrados y mínimamente descritos, permiten reconocer tendencias y también quiebres. Es una pequeña aportación para la economía política de una era que hemos vivido de cambio y conflicto en la estructura de la producción de energía y su doble rostro de ingenio humano para la reproducción de la vida y mercancía básica del modelo de acumulación y control bajo el capitalismo.

- 2013

Quinto reporte del IPCC

En el informe cambio climático 2013 se concluye que la ciencia demuestra con una seguridad del 95% que la actividad humana es la causa dominante del calentamiento observado desde mediados del Siglo XX. Cada uno de los últimos decenios ha sido sucesivamente más cálido en la superficie de la tierra que cualquier decenio anterior desde 1850. Las instancias y los procesos naturales y antropógenos que alteran el balance energético de la tierra son impulsores del cambio climático.

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/WG1AR5_SummaryVolume_FINAL_SPANISH.pdf

- 2015

Acuerdo de París

Es un tratado internacional jurídicamente vinculante adoptado en la COP 21 en París. Su objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2 a 1.5°C, en comparación con los niveles preindustriales. Es la

primera vez en que se logra un acuerdo vinculante para todos los países en el proceso de cambio climático
<https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
<https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>

- 2019

Pacto Verde de la Unión Europea

El objetivo es alcanzar, la neutralidad climática en el año 2050. Tiene varias iniciativas: el Objetivo 55 que intenta poner en marcha cambios legislativos para garantizar una transición equitativa y socialmente justa con innovación y competitividad. Una estrategia industrial basada en sostenibilidad, circularidad y protección del medio ambiente. Se espera que de aquí a 2030 la demanda de pilas y baterías sea 10 veces mayor para lo cual se adopta un reglamento para una economía circular. Transición justa: proporcionar apoyo financiero y técnico (55 mil millones de euros en 2021-2027) para países y regiones que dependen en mayor medida de combustibles fósiles o emiten carbono, dando empleo a un número importante de personas. Se crea el fondo de transición justa con 17 mil 500 millones de euros como pilar del mecanismo para la transición justa. Una reconexión energética para lograr la descarbonización del sector de la energía
<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/>

- 2020

Contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC)

Son los planes de acción climática de los países para reducir sus emisiones de GEI y alcanzar los objetivos del acuerdo de París. México plantea reducir 22% sus emisiones de GEI al año 2030 de manera no condicionada y de 36% en caso de compromisos condicionados. Así mismo, para carbono negro se establece un compromiso

no condicionado de reducción de emisiones de 51% para el año 2030 y bajo condiciones de 70%. La NDC de México se considera justa dado que la contribución de México a las emisiones globales de 1.3 del total global, con emisiones per cápita de 3.7 toneladas se encuentra por debajo de la media global de 5 toneladas per cápita y aún más del índice de Estados Unidos que es de 16.5 toneladas per cápita. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC-Esp-30Dic.pdf>

Empieza construcción del mayor parque solar del mundo

El parque Khavda , comienza a ser construido, en India, cerca de la frontera con Pakistán. Cubre una extensión de 60,000 hectáreas (600 Km²). La inversión es público-privada, por 19 millones de dólares, su capacidad instalada es de 30 GW, y se estima que producirá electricidad para cerca de 20 millones de personas.

<https://www.xataka.com/energia/millonario-carbon-esta-construyendo-parque-eolico-solar-grande-mundo-grande-como-madrid>

- 2021

Plan de acción nacional de India sobre cambio climático

En 2008 India adopta su primer Plan de Acción Nacional sobre el cambio climático (NAPCC), en dicho plan se describen y plantean políticas y programas existentes y futuros enfocados a la disminución del cambio climático por medio de ocho misiones que buscan la eficiencia energética, energías renovables y otros aspectos relacionados al cambio climático, que se ejecutarían hasta 2017. El plan demanda exigir reducciones específicas del consumo de energía en las grandes industrias que utilizan energía, así mismo incluir un sistema para que las empresas intercambien certificados de ahorro de energía. Propone de igual manera incluir ciertos incentivos como

lo es una reducción de impuestos sobre electrodomésticos energéticamente eficientes. Finalmente, recomienda financiar asociaciones público-privadas para programas de gestión del lado de la demanda (DSM) que reduzcan el consumo de energía en los sectores municipal, de edificios y agrícola. En términos de desarrollo económico energéticamente eficiente, el plan propone la implementación de instrumentos fiscales que impulsen el apalancamiento para la eficiencia energética.

<https://static.pib.gov.in/WriteReadData/specificdocs/documents/2021/dec/doc202112101.pdf>

<https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1982307>

<https://www.iea.org/policies/1214-national-action-plan-on-climate-change>

- 2022

Decimocuarto plan quinquenal de China sobre desarrollo de energías renovables y sistemas energéticos modernos

Es un plan que busca acelerar la expansión de las energías renovables, tiene en consideración un aumento del 50% en generación de energía renovable, pasar de 2.2 billones kWh en 2020 a 3.3 billones de kWh para 2025. El plan considerado en el periodo de 2021 a 2025 planea reducir 2.6 billones de CO₂ al año. Los objetivos del plan son los siguientes: 1. aumentar la generación de energía solar y eólica en el oeste de China, donde abundan las energías renovables, y la generación distribuida para consumo local a lo largo de la costa este; 2. ampliar la energía eólica marina, 3. desarrollar el almacenamiento de energía en los grandes sistemas hidroeléctricos, 4. optimizar el diseño de energías renovables en diferentes regiones y establecer nuevas tecnologías y modelos de negocio y 5. integrar centros renovables y microrredes en áreas rurales para el alivio de la pobreza y la revitalización rural.

<https://www.efchina.org/Blog-en/blog-20220905-en>
<https://www.carbonbrief.org/guest-post-will-chinas-new-renewable-energy-plan-lead-to-an-early-emissions-peak/>
<https://english.news.cn/20230219/f1d1542d983a4be5a-d0652b2212b304a/c.html>

Plan para la Reducción de la Inflación (IRA) de Estados Unidos
Programa destinado a aminorar la inflación y reducir el déficit, dentro del cual se encuentra promover la producción local de energía y manufactura y reducir la emisión de carbón en 40 % para el año 2030 mediante un conjunto de acciones y objetivos sectoriales, basadas en transferencias de fondos públicos como subsidios o reducciones impositivas.

https://www.democrats.senate.gov/imo/media/doc/inflation_reduction_act_one_page_summary.pdf

Postura del presidente de Colombia

En la COP 27, el presidente de Colombia, Gustavo Petro, propuso un decálogo para combatir eficazmente la crisis climática: 1) si la política no supera la crisis global, la humanidad perecerá, 2) el mercado no es el mecanismo principal para superar la crisis climática, 3) la ONU debe planificar la descarbonización mundial de la economía, 4) anuncia 200 millones al año para salvar la selva amazónica, 5) es la movilización social y no los intereses privados quienes resolverán la crisis climática, 6) es necesario desvalorizar al economía de los hidrocarburos, 7) los tratados de la Organización Mundial del Comercio van en contra de las COP, 8) el Fondo Monetario Internacional debe hacer cambio de deuda por inversión climática, 9) la banca debe dejar de financiar los hidrocarburos, 10) la guerra quita tiempo para la acción climática, es necesaria la paz.

<https://www.dw.com/es/presidente-de-colombia-aboga-por-un-plan-marshall-contr-la-crisis-clim%C3%A1tica/a-66006798>

<https://www.portafolio.co/economia/gobierno/gustavo-petro-10-acciones-para-compartir-el-cambio-climatico-segun-el-presidente-573722>

- **2023**

COP 28

El acuerdo señala el “principio del fin” de la era de los combustibles fósiles al sentar las bases para una transición rápida, justa y equitativa. La ciencia indica que las emisiones mundiales de GEI deben reducirse un 43% para 2030 en comparación con los niveles de 2019, para limitar el calentamiento global a 1.5°C. Se pide a las partes que tomen medidas para lograr a escala mundial triplicar la capacidad de las energías renovables y duplicar las mejoras de la eficiencia energética para 2030. Se anima a las partes a que presenten objetivos ambiciosos para toda la economía en la próxima ronda de planes de acción climática (NDC) para 2025.

<https://unfccc.int/es/news/el-acuerdo-de-la-cop28-senala-el-principio-del-fin-de-la-era-de-los-combustibles-fosiles>

<https://www.un.org/en/climatechange/cop28>

La UNCTAD alerta sobre lentitud de la inversión extranjera

La Organización de las Naciones Unidas para el Comercio y Desarrollo (UNCTAD) da a conocer que las inversiones extranjeras directas destinadas a la economía sustentable se han triplicado desde 2015, pero se han dirigido primordialmente hacia los países desarrollados, haciendo a un lado las necesidades de países en desarrollo. El ritmo actual de flujos de capital para proyectos de

economía descarbonizada no garantiza el cumplimiento de los objetivos de 2030.

<https://unctad.org/publication/world-investment-report-2023>

El año más cálido del que se tenga registro

El organismo climático europeo Copernicus indicó que el año de 2023 la temperatura se situó 1.48 grados centígrados (2,66° Fahrenheit) por encima de la era preindustrial. Eso está apenas por debajo del límite de los 1,5°C que el mundo se había propuesto en el Acuerdo Climático de París de 2015 a fin de evitar los efectos más severos del calentamiento mundial. La temperatura media del aire en superficie fue de 14.98 grados centígrados, rompiendo así el récord que se tenía en el año 2016, que había sido considerado como el año más cálido.

<https://www.agenciasinc.es/Noticias/Copernicus-confirma-que-2023-fue-el-ano-mas-caluroso-desde-que-hay-registros#:~:text=Debido%20a%20las%20temperaturas%20an%C3%B3malas,r%C3%A9cord%20de%20a%C3%B1o%20m%C3%A1s%20c%C3%A1lido.>

REFERENCIAS

Knutsson P., Flores, P.I., (2022) Trends , investor types and drivers of renewable energy FDI, OECD, www.oecd-ilibrary.org/deliver/4390289d-en.pdf?itemId=/content/paper/4390289d-en&mimeType=pdf

<https://unctad.org/publication/world-investment-report-2023>
Columbia.edu. (s.f). *Jimmy Carter's Energy Policy Legacy* <https://www.energypolicy.columbia.edu/jimmy-carters-energy-policy-legacy/>

- D’Arcangelo, F., et al. (2022), “A framework to decarbonise the economy”, *OECD Economic Policy Papers*, No. 31, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/4e4d973d-en>.
- IEA (2022), *Global Energy and Climate Model*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>, License: CC BY 4.0
- IPCC (2013) cambio climático 2013. Base de ciencia Física , disponible en https://archive.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml
- IPCC (2018) Comunicado de Prensa, 8 de octubre, disponible en https://www.ipcc.ch/pr_181008
- https://www.ipcc.ch/pr_181008_P48_spm_es
- Kumar, A., O’Rourke, S. S., Mehta, N., Badlam, J., Silvis, J., & Cox, J. (24 de octubre de 2022). *The Inflation Reduction Act: Here’s what’s in it. Mckinsey.com; McKinsey & Company*. <https://www.mckinsey.com/industries/public-sector/our-insights/the-inflation-reduction-act-heres-whats-in-it>
- (Micheli, J. (en prensa) Energy and territory: opportunities and challenges in the development of the Yucatan Peninsula, in Duhalt, A. y Morales I., *Geographies of Energy in Mexico*, Baker Institute.
- Micheli, J. (2008) Technology and the environmental market : is sustainability bound to the old world order?, en Arvanitis, R. (editor) *Science and Technology Policy*, Vol. 1 , 30/01/08 *Enciclopedia of Life Support Systems*, UNESCO <https://www.eolss.net/sample-chapters/c15/E1-30-01-08.pdf>
- Micheli, 2004 crisis Ambiental, un eje de transición económica, *Estudios Sociales* vo. 12, no. 23 en <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=41751458007>
- Micheli (2002) Política Ambiental en México y su dimensión regional, en *Región y Sociedad*, El colegio de Sonora, no. 23
- Micheli (2000) Fin de siglo: construcción del mercado ambiental global. *Comercio Exterior* vol. 49, no 3 <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/sp/articleReader.jsp?id=1&idRevista=50>

- Office of the Federal Chief Sustainability Officer (s.f.) *Federal Sustainability Plan* , <https://www.sustainability.gov/federal-sustainabilityplan/>
- Ritchie, H., Rosado, P., Roser, M. (2020) energy production and Consumption” Published online at OurworldInData.org, recuperado de ‘<https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>’
- Shi, X., Sun, Y., & Shen, Y. (2021). *China’s ambitious energy transition plans*, Science vol 373, issue 6551, p. 170 <https://doi.org/10.1126/science.abj8773>
- Senate.gov. (s.f.). *Summary: The inflation reduction act of 2022*. https://www.democrats.senate.gov/imo/media/doc/inflation_reduction_act_one_page_summary.pdf
- Stirling, A. (27 de octubre de 2023). *Energy Act passed to deliver UK energy security and net zero transition*. Pinsent Masons. <https://www.pinsentmasons.com/out-law/news/energy-act-uk-security-net-zero-transition>
- The Economist (17 de agosto de 2023). *What the Inflation Reduction Act has achieved in its first year*. https://www.economist.com/the-economist-explains/2023/08/17/what-the-inflation-reduction-act-has-achieved-in-its-first-year?utm_medium=cpc.adword.pd&utm_source=google&ppccampaignID=19495686130&ppcadID=&utm_campaign=a.22brand_pmax&utm_content=conversion.direct-response.anonymous&gad_source=1&gclid=EAIaI-QobChMI8fyHrbTQggMVxgCtBh0bEAw1EAAYA-SAAEgJY0fD_BwE&gclsrc=aw.ds
- The World Factbook (s.f.) *Energy Consumption per Capita* , <https://www.cia.gov/the-world-factbook/field/energy-consumption-per-capita/country-comparison/>
- United Nations. (s.f.). *El Acuerdo de París* , <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- United Nations Climate Action (s.f.) *For a livable climate net Zero commitments must be backed by credible actions*, <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition>

- United Nations Climate Change (13 de diciembre 2023), *El acuerdo de la COP 28 señala el principio del fin de la era de los combustibles fósiles*, <https://unfccc.int/es/news/el-acuerdo-de-la-cop28-senala-el-principio-del-fin-de-la-era-de-los-combustibles-fosiles>
- US. Energy Information Administration, EIA, (s.f.) *Electricity Explained* <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us.php>

Conclusiones

Propongo al lector y lectora concluir con la breve argumentación sobre tres futuros marcos condicionantes para la economía política de la energía y la transición en México. En pocas palabras, se pretende decir que para el gas natural el modelo post neoliberal es distinto al del petróleo, que para México energía es geopolítica siempre y que la globalización será motor económico de transición energética.

1. El camino del desarrollo económico pasa por romper la protección política e institucional del Estado a la acumulación extractivista y su modelo de negocios privatizador de bienes públicos. Es el camino de la política y de la recomposición del poder económico del Estado que podemos llamar post-neoliberalismo. Soberanía y seguridad energéticas están en este marco, pero los caminos del petróleo y del gas natural serán distintos.

Quizá no haya una expresión más sintética y clara de lo que representa el sector energético para un país, que la relación económica que tenga éste con el exterior. Expresa el nivel de desarrollo de sus diversas actividades productivas y de consumo energético de distintas fuentes primarias y secundarias, y el nivel de dependencia de dicho desarrollo con actores económico-políticos situados fuera del ámbito de la soberanía del país. No hay evaluación o análisis posible de la relación energía-economía-política que no tenga como punto de referencia la seguridad y soberanía energéticas. En el caso del sector energético mexicano, la transición que tuvo lugar en los años

90 del siglo pasado marcó la estructura de las dos décadas de este siglo. Dicha transición abarcó de modo integral la matriz energética primaria y secundaria. El petróleo fue utilizado para generar una corriente exportadora para nutrir a Estados Unidos de modo intensivo, se abandonó la producción nacional de petro-derivados y el país se convirtió en importador de gasolinas y fertilizantes, y en la segunda década del siglo XXI el país inició la ruta de la dependencia en gas natural.

El neoliberalismo energético configuró la dependencia energética de México, un país cuya economía es la 15 del mundo por su PIB²⁴, por su población ocupa el décimo lugar²⁵. Como consumidor, es el sexto consumidor gasolina en el mundo²⁶, el 'decimo en petróleo'²⁷, el número 9 en consumo de gas natural²⁸, el número 16 en consumo de electricidad²⁹. Es, por donde se quiera ver, un país relevante en orden económico mundial y en la economía mundial de la energía. Este país, cuya riqueza petrolera fue de las más importantes a nivel mundial, situándose en los años 90 y hasta 2004 como el quinto exportador mundial de petróleo, ejemplifica, la historia del éxito de transformación de todo su sector económico país para convertirlo en campo de acumulación de las empresas privadas al tiempo que convirtió a su petróleo en la mercancía con la cual pagaría parte de la deuda, hasta vaciar prácticamente sus reservas³⁰: en 2004, México lograba su producción histórica

²⁴ https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?most_recent_value_desc=true&view=map

²⁵ https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?most_recent_value_desc=true

²⁶ https://es.theglobaleconomy.com/rankings/gasoline_consumption/

²⁷ <https://www.indexmundi.com/map/?v=91&l=es>

²⁸ <https://es.statista.com/estadisticas/635406/principales-paises-consumidores-de-gas-natura/>

²⁹ <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo>

³⁰ Ciertamente la petrolización de la economía mexicana durante los años 80 y 90 (Castañeda y Villagomez, 2006) condujo a la crisis con el derrumbe de los precios petroleros, y ello condujo a responder bajo el paradigma

máxima con 3.48 MMBD, del cual exportó el 60%, hasta bajar ininterrumpidamente a 1.85 en 2018, seguir a 1.70 en 2019 e iniciar una recuperación por primera vez a 1.71 en 2020³¹. Se trató pues de una caída continua de 2005 hasta 2019.

La transformación dependiente del sector energético fue un proceso conducido con voluntad política, durante los años del periodo presidencial de Vicente Fox, la subida de precios internacionales en su sexenio brindó una oportunidad de utilizar recursos públicos extraordinarios que fueron recibidos por la venta del petróleo. Sin embargo, ni la economía ni el sector energético recibieron algún beneficio de esta bonanza de precios. La tan señalada falta de recursos propios de PEMEX para invertir en la cadena de los hidrocarburos, se mantuvo de modo artificial por un gobierno, que, como los sucesores, tenían la voluntad política de generar un modelo de economía energética dependiente.

La reforma energética de 2014 tuvo un corto recorrido, pues la estrategia energética del gobierno que asumió el poder en 2018 ha modificado la dirección a que apuntaba dicha reforma. Sin embargo, puede decirse que en realidad más fue lo que se transformó previamente a la reforma de 2014, en un periodo de dos décadas. De hecho, la reforma de 2014 no fue un intento de corregir una situación tendencialmente dependiente, sino de afianzarla de modo definitivo. La nueva política del gobierno que asumió en 2018 en materia de energía no debió hacer frente a una reforma reciente sino a una trayectoria más larga de declive de las soberanía y capacidades nacionales energéticas.

¿Qué configuración puede construirse a partir de la nueva política energética? La producción y venta de petróleo tendrán un techo, pues el objetivo de la actividad de exploración y

neoliberal sobre qué papel tiene el Estado. Se puede concluir sin ninguna duda que las circunstancias y el modelo se llevaron de la mano para cerrar sin resquicios el periodo histórico del desarrollismo. <https://www.cide.edu/publicaciones/status/dts/DTE%20375.pdf>

³¹ <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/petroleo/produccion/mexico>

extracción es mantener una mezcla de exportaciones y de insumos para su transformación local, mediante nuevas inversiones públicas que levanten el sector productivo de derivados. Y el sector del gas natural?, de nueva cuenta, la configuración de dependencia no variará significativamente, sin embargo aparecerá un nuevo diseño de mercado que hará a un lado la supremacía del modelo de negocios privado que se había impuesto. Exportar gas licuado, expandir la oferta de gas al sureste y la península de Yucatán bajo un modelo de desarrollo regional y amortiguar al dependencia de gas natural para al producción eléctrica, son acciones, que junto con una necesaria infraestructura de almacenamiento de gas natural, la darán un nuevo carácter a la dependencia de las importaciones provenientes de EE. UU.

2. Lo inesperado: un recurso natural que se agota, una nueva dinámica económica, una nueva regulación al mercado, un modelo de transición energética nacionalista en México, un nuevo conflicto internacional de Estados Unidos... la lista de posibilidades puede ser vasta y todas ellas incidir en una economía energética como la de México que está inscrita en el espacio económico de Estados Unidos. Bajo tensiones o sin ellas, México tiene una interdependencia geopolítica variable con Estados Unidos. Un modelo post-neoliberal en México debe conocer y aprovechar las oportunidades de la asimetría... porque en energía, para México todo es geopolítica.

La reforma peñista energética era el esperado final del camino de la privatización energética iniciada desde Zedillo. No había nada que negociar con EE. UU. en la relación, que fue de dependencia total (un diseño del proyecto económico que fue elaborado en EE. UU. y tropicalizado por despachos legales de los legisladores del PRI). La riqueza petrolífera como botín y las infraestructuras del Estado en gas y electricidad puestas al servicio de los modelos de negocio de las empresas.

En el desarrollo del sector energético mexicano, la relación con EE. UU. es insoslayable. Lo fue durante el siglo XX y ha sido así también en este siglo. La disparidad de capacidades

energéticas de todo tipo entre el vecino y México son profundas, tanto en capitales para la inversión, en tecnologías y, desde luego, en fuerza política. Si las tendencias que mueven a la economía de la energía conducen a que México tenga una relación con EE. UU. y siempre la estrategia mexicana, como parte débil, deberá ser buscar más interdependencia. Pero para lograr transformar dependencia en interdependencia, el requisito es tener algo que compartir y por ende negociar. Ello solo se puede hacer con una capacidad de defender la soberanía energética, haciéndolo desde una perspectiva de la propia dinámica de la economía energética, que se ha acelerado por transformaciones tecnológicas, nuevos mercados y la presión ambiental. Usar lo nuevo para la interdependencia negociada.

John Kerry es el influyente miembro del equipo de gobierno de la administración Biden, en quien recae la responsabilidad de coordinar y promover la estrategia expansiva de EE. UU. en el mercado ambiental global uniendo bajo una coordinación política la apertura de nuevos mercados de la transición energética y asegurando el predominio en éstos de las empresas estadounidenses. A esta estrategia le acompaña un volumen histórico de recursos presupuestales públicos que tienen la voluntad de hacer de la transición energética una polinización de nuevos mercados y una trayectoria de reconversión industrial. Es una estrategia de alcance histórico que se ha popularizado en clave de reminiscencia histórica como el Green New Deal y, por supuesto, forma parte de la respuesta económica - del gobierno estadounidense en el campo de la pugna con China, a la iniciativa de la Ruta de la Seda.

Como tal, cuanto hace y dice John Kerry es una doble señal: política y económica, y el marco es geopolítico necesariamente. Negocia en el año 2023 con el presidente mexicano la reapertura de los negocios para las empresas estadounidenses que son desplazadas del mercado por la nueva política post-neoliberal que protege a la empresa pública de electricidad, y a la vez

manifiesta su beneplácito por conocer las raíces históricas del proceso nacionalista en la tierra de Juárez.

La atención e incursión del “canciller de la energía” en México es parte del ejercicio geopolítico que Estados Unidos requiere en su nueva estrategia de hegemonismo que tiene como eje los mercados de la transición energética. Al recuperar el papel de “líder” de la lucha contra el cambio climático -que su predecesor Trump abandonó- signando el compromiso del Acuerdo de París el 20 de enero de 2021, Biden abre nuevas puertas del mercado mundial a su país. Irónicamente, Kerry presiona al gobierno de un país que en materia de transición energética y de aportación al calentamiento global, presenta mejores resultados que el suyo propio, pues México tiene ya un sistema energético mucho menos carbonizado que el de Estados Unidos. El cuadro siguiente muestra las evidencias:

Cuadro 1 Comparativo de desempeño México-EE. UU. en energía

	México	EE. UU.	Valor más alto
Índice de intensidad energética: Megajoules / PIB ³²	3.06 (2021)	4.5 (2021)	Canadá: 6.94
Carbón en producción eléctrica (%)	4.17 % (2020) ³³	22 % (2021) ³⁴	China
Gas natural en producción eléctrica	58.25 (2020)	38 % (2021)	
Aportación de gases efecto invernadero ³⁵	1 . 1 3 % (2020)	12 . 6 1 % (2020)	China : 32.48 %

Fuente: autor

3. La globalización que nació y se expandió geográficamente en su etapa de los años 70 hasta iniciado el siglo XXI, fue un ensamble expansivo de políticas neoliberales, aumento de desigualdad, innovación y acumulación basadas en fuerzas productivas digitales, recomposición de hegemonías internacionales y , finalmente, agudización acumulativa de la crisis ambiental, la cual, coincidentemente , fue descubierta y analizada , como fenómeno antropogénico, cuando despuntaba la globalización económica. La transición energética será el nuevo campo de negocios que la globalización se encargará de expandir y articular a los sistemas energéticos nacionales. No será un proceso sin tensiones: la globalización tendrá como eje la venta y control de las tecnologías de descarbonización, pero también la búsqueda de protección por parte de los gobiernos para abrir y afianzar mercados y desplazar a la energía carbonizada.

³² Isaksen, Elisabeth (2011), Compilation of Energy Intensity Indicators, Paper prepared for the 6th Oslo Group Meeting on Energy Statistics, Canberra, Australia 2-5 May 2011. Recuperado de

³³ Comparencia de Rocío Nahle, Secretaria de Energía, 26 octubre, 2020.

³⁴ Tomado de <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us.php>

³⁵ <https://es.statista.com/estadisticas/711610/ranking-mundial-de-los-principales-paises-emisores-de-gases-de-efecto-invernadero/>

Globalización es la integración de procesos de índole económica, social y política que tienen carácter transnacional, y la globalización, así entendida, aparece y caracteriza la era histórica actual en que las condiciones de desarrollo socioeconómico a una escala nacional o subnacional se ven condicionadas por la acción de fuerzas e influencias transnacionales. La globalización, proceso que dio inicio en los años 70 del siglo pasado, ha recorrido distintas etapas y está atravesando actualmente una fase caracterizada por el retraimiento de la presencia de China como destino de las inversiones productivas y la búsqueda de destinos de la misma más cercanos a los territorios de consumo final para las empresas –Estados Unidos por una parte y Europa occidental por otra–, lo cual disminuye la escala geográfica de la globalización y da pie a una llamada regionalización. Ello no significa el final de la globalización en sí misma, sino solo una expresión de su diversidad de procesos.

La globalización extensiva que tuvo lugar se acompañó de la multiplicación de procesos de degradación ambiental que traspasaron sus escalas regionales y llegaron, finalmente, a la escala global por el fenómeno del calentamiento de la superficie terrestre causada básicamente por emisiones de origen en procesos de conversión energética cuya base son los hidrocarburos. La naturaleza de la economía globalizada, en la segunda década de este siglo, es la matriz de la crisis del calentamiento global.

Ello no ocurrió en ausencia de una transición energética, ciertamente, pero las posibilidades de ésta son notoriamente insuficientes para restaurar equilibrios de la biosfera. Ello explica que se abra una nueva fase de la globalización dirigida por actores económicos, políticos y sociales que incorpora a la crisis del calentamiento global como medida del progreso humano. La economía debe transitar por procesos de producción y consumo que sean descarbonizados para evitar la catástrofe de la insustentabilidad que se alertaba desde la gestación del paradigma de la crisis ambiental de los años 70.

La nueva fase coloca al lado de la revolución digital a la revolución energética que por su naturaleza tiene un alcance mayor en los sistemas productivos. Ello abre una nueva revolución industrial, nuevos polos de acumulación que se articulan en la economía política de la energía y la reconversión de fuentes, procesos y modos de consumo. La extracción y valorización de nuevas materias primas incorporadas al mercado de la transición abre nuevos sectores industriales. Condiciona las políticas públicas e impulsa a que los Estados sean actores activos de la reconversión productiva de sus países, bajo el paradigma de la transición energética. La economía política y la geopolítica de la energía se convierten en condiciones de la globalización económica y se cuestionan los dogmas neoliberales del libre mercado y la competencia como condiciones de crecimiento con bienestar generalizado. La uniformidad de países bajo el modelo neoliberal es desplazada por la llegada al espacio político de nuevos gobiernos que pugnan por dejar atrás dicho modelo. También coloca las bases de una nueva fase de urbanización en que el espacio construido valore las innovaciones energético-digitales, bajo tecnologías como la electromovilidad o el conjunto que se agrupa bajo la noción de ciudad inteligente.

La ONU, la institución supranacional de mayor alcance, nace en 1945 y tan solo 27 años después creó el programa enfocado al medio ambiente, como señal de la rápida identificación de que la crisis ambiental es un proceso de escala a global. El calentamiento global se convirtió en la confirmación de la necesidad de una acción conjunta de los países y la ONU construye el marco interpretativo del desarrollo en una sucesión de hitos: los Objetivos del desarrollo sustentable (ODS), las magatendencias y , sobre todo, la construcción de criterios y compromisos que abonados a la práctica convencional de las diversas Conferencias de las partes (COP). Se construye así el paradigma del balance cero o neutralidad de las emisiones, con la cual es posible orientar la multiplicidad de procesos y

actores de la vida económica y política de los países , es decir, de la globalización.

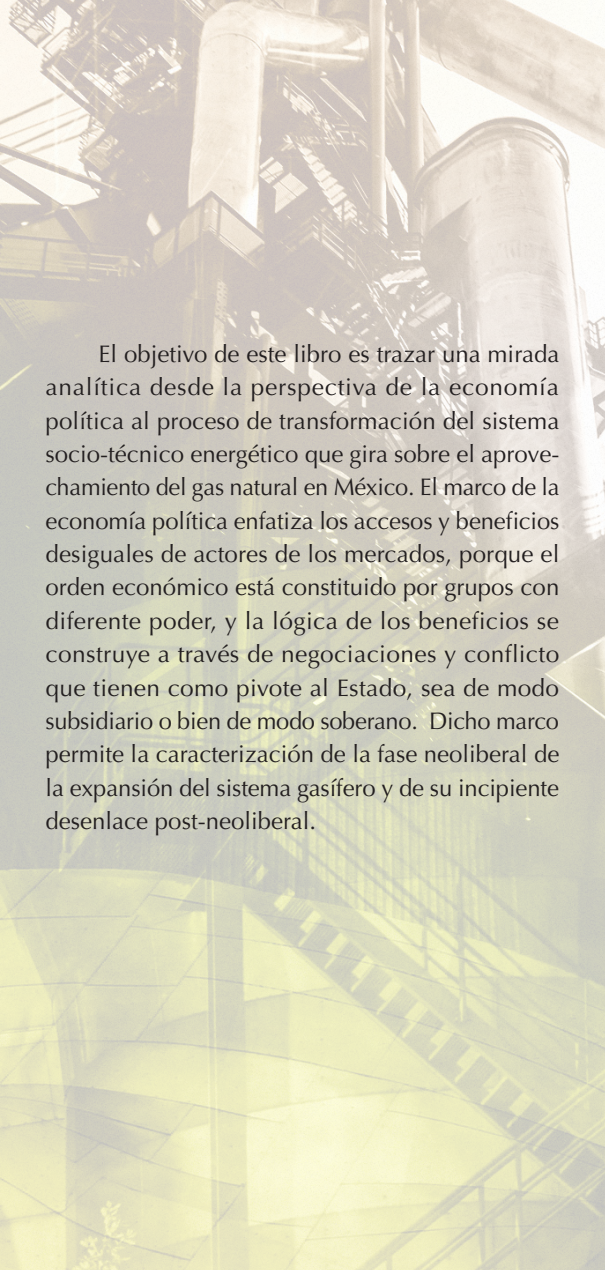
La globalidad de la crisis ambiental forma ya parte de la globalización, tanto en su dimensión económica como en la política y social. Con ello, no se quiere decir que estemos en presencia de un proceso uniforme sino, como ha sido la globalización misma, se trata de una integración con desigualdades y contradicciones. A diferencia de la utopía del “ mercado benefactor” de la globalización primitiva, en esta segunda fase, las divergencias e intereses nacionales son reconocidos y forman parte de los mecanismos de intercambio y cooperación transnacionales. La transición energética es así el nuevo vector de la globalización, pues expresa la transformación de las fuerzas productivas que articulan a procesos económicos, políticos y sociales de carácter transnacional y los unifica bajo el paradigma global del balance cero.

**Neoliberalismo energético.
Gas y transición en México**

Jordy Micheli Thirion

Se terminó de editar en el mes de julio de 2025
en nopase.design

La edición consta de 150 ejemplares de 204 páginas,
impresión digital en papel bond ahuesado de 90 g,
portada en cartulina sulfatada de 12 pts.
con laminado mate; encuadernación rústica, cosida y pegada.



El objetivo de este libro es trazar una mirada analítica desde la perspectiva de la economía política al proceso de transformación del sistema socio-técnico energético que gira sobre el aprovechamiento del gas natural en México. El marco de la economía política enfatiza los accesos y beneficios desiguales de actores de los mercados, porque el orden económico está constituido por grupos con diferente poder, y la lógica de los beneficios se construye a través de negociaciones y conflicto que tienen como pivote al Estado, sea de modo subsidiario o bien de modo soberano. Dicho marco permite la caracterización de la fase neoliberal de la expansión del sistema gasífero y de su incipiente desenlace post-neoliberal.



ISBN 978-607-28-3401-9



9 786072 834019 >

ADMINISTRACIÓN
DERECHO
ECONOMÍA
HUMANIDADES
SOCIOLOGÍA