



David Gómez Jiménez*

Jorge Sanz Oliva**

LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN ESTADOS UNIDOS EN LA ACTUALIDAD

Estados Unidos es uno de los mayores consumidores de energía del mundo, pero también uno de los mayores productores. Su papel como productor se ha visto reforzado en los últimos años gracias al efecto del *fracking*, que permite extraer petróleo y gas natural de zonas antes inaccesibles por los elevados costes que conllevaba. Ello, junto con el auge de las tecnologías renovables, ha forzado a un menor uso del carbón, con el efecto global de reducción de las emisiones de efecto invernadero. La política energética se decide a nivel federal y estatal, siendo este último el más relevante. La Administración Trump ha revocado muchas de las acciones de la era Obama encaminadas al control de emisiones, con el objetivo de reducir los costes al consumidor (tanto doméstico como industrial).

El objetivo de este artículo es analizar el estado del sector energético en Estados Unidos y la influencia de las políticas energéticas adoptadas en la última década. Para ello se han analizado los principales indicadores económicos-energéticos a partir de fuentes públicas y del Gobierno americano.

Palabras clave: energía, política medioambiental.

Clasificación JEL: Q28, Q48, Q56.

1. Introducción

Estados Unidos es un país federal formado por cincuenta estados. La política energética se instrumenta tanto a nivel estatal como federal, siendo quizás predominante el poder

del Estado. Sin embargo, no hay que olvidar que Estados Unidos es un país muy liberal económicamente, por lo que, a pesar de las regulaciones, el principal factor decisor es el mercado competitivo. Además, las inversiones en infraestructuras energéticas de cualquier tipo requieren largos plazos de desarrollo, por lo que es un sector con gran inercia, en el que los cambios no son inmediatos.

La legislación federal parte de una cláusula en la constitución denominada *Commerce Clause*, que en origen reservaba al Congreso el poder sobre el comercio entre estados, ▷

* Mánager de Desarrollo de Negocio en Worldensing. Exdirector del Departamento de Energía en la Oficina Comercial de España en Los Ángeles.

** Director Asociado de NERA Economic Consulting. Exconsejero en la Oficina Económica y Comercial de España en Los Ángeles.

Versión de enero de 2019.

DOI: <https://doi.org/10.32796/bice.2019.3110.6790>

países extranjeros y las naciones indias. La interpretación más o menos amplia de esa cláusula por el US Supreme Court ha ido modulando a lo largo de la historia la lucha constante de poder entre estados y Gobierno federal. El sector energético está afectado directamente por esta cláusula, dado que producción, transporte, procesado y uso de la energía implican, en muchas ocasiones, comercio entre estados. A veces, incluso, interpretando los efectos medioambientales de su uso y transformación como un comercio o externalidad (de emisiones no deseadas) entre estados. Actualmente, energía y medio ambiente son políticas que han de definirse conjuntamente.

A nivel federal, por tanto, el presidente y las Cámaras no pueden decidir directamente qué *mix* energético han de tener los estados o qué fuentes de energía han de utilizarse. Sin embargo, mantienen un importante poder indirecto a través de varias agencias y organismos federales, entre las que destacan la EPA (Environmental Protection Agency), el DOE (Department of Energy), el IRS (Internal Revenue Service) y otros con menor impacto como el DOD (Department of Defense) o el BLM (Bureau of Land Management).

Las herramientas de las que dispone el Gobierno federal son, por ejemplo, leyes sobre emisiones contaminantes (que afectan, por ejemplo, al uso del carbón o al sector transporte), incentivos fiscales a ciertas tecnologías (vía reducciones en impuestos federales), presupuestos destinados a investigación tecnológica (como, por ejemplo, en renovables o en fluidos para perforar un pozo con *fracking*), o derechos de uso y construcción de instalaciones en los inmensos terrenos que todavía son directamente gestionados por el Gobierno federal.

En este sentido, la política de la Administración Trump, negacionista de la causa antropogénica del cambio climático, se ha basado en el

apoyo a los combustibles fósiles y la desregulación medioambiental, argumentando que las iniciativas medioambientales son un impedimento al crecimiento económico. Las acciones se han materializado principalmente a través de la EPA, que ha rechazado o revisado muchas de las medidas de la era Obama encaminadas a luchar contra el cambio climático o controlar de forma más estricta las emisiones de la industria. Entre las más de setenta regulaciones que se han anulado o se están revisando destacan dos: la Clean Power Plan (CPP) y los estándares de consumo en vehículos de carretera (CAFE).

La CPP es una de las medidas estrella de Obama, que intentó fijar a los estados la obligación de reducir sus emisiones de CO₂ en el sector eléctrico en 2030, un 32% respecto a los niveles de 2005. El plan, que en su momento ya tuvo bastante controversia, está bajo nueva revisión y se espera que sea anulado. En su lugar, Trump lanzó el America First Energy Plan, con el espíritu de reducir costes y precios al consumidor, facilitando la extracción de combustibles fósiles y no internalizando los costes ambientales de las emisiones contaminantes.

Los Corporate Average Fuel Economy (CAFE) standards constituyen una política federal establecida en los años setenta que fija los mínimos de rendimiento (o máximos de consumo de combustible) de vehículos por carretera. Son estándares que se fijan a los fabricantes como medias de todas sus flotas. En 2012, Obama subió los estándares a 50 millas por galón en 2025, solo alcanzables con tecnologías híbridas o eléctricas. La Administración Trump ha congelado los objetivos a 37 millas por galón, con el mismo argumento de no aumentar los costes al consumidor.

Están por ver los efectos de estas políticas, ya que, como se ha comentado, los efectos derivados de la innovación tecnológica y las ▷

preferencias del consumidor suelen ser más importantes en mercados, como el americano, muy liberalizados y maduros.

Por otro lado, los estados son realmente los protagonistas de las políticas energéticas que sus ciudadanos disfrutan, y que en cierta manera deciden a través del signo político (republicano o demócrata) de sus Gobiernos. No obstante, una parte importante de dichas políticas recae en ciertos organismos reguladores, que intentan ser independientes (de las empresas y de los Gobiernos estatales) con el fin último de garantizar el suministro al consumidor al menor coste, evitando eventuales ejercicios de poder mercado.

A principios del siglo xx, las regulaciones estatal y federal eran inexistentes. Las empresas energéticas o *utilities* (muchas de ellas eléctricas) nacían de forma dispersa como pequeñas empresas locales a nivel municipal. Con el tiempo fueron creciendo hasta ir ocupando mayores espacios y, por la naturaleza de la transmisión energética (monopolios naturales), eran reguladas por los estados (a través de las Public Utilities Commissions, PUC) o incluso con leyes federales (recordemos la Sherman Antitrust Act de 1890, que acabó con el monopolio de la Standard Oil presidida por Rockefeller en el sector del petróleo). Ello sigue hasta nuestros días, con más de 3.200 *utilities* en el país, incluyendo empresas privadas, públicas, municipales e incluso cooperativas.

2. Estado del sector energético en Estados Unidos

2.1. Análisis desde la perspectiva del consumo

Estados Unidos es el segundo consumidor de energía primaria del mundo, tras China, en

términos absolutos, con 1.515 Mtep (millón de toneladas equivalentes de petróleo) anuales (IEA, 2018). Sin embargo, su consumo per cápita es cercano a los 7.000 kgep anuales, casi triplicando el consumo de China o de España, que rondan los 2.500 kgep.

Ese consumo, en energía primaria, se reparte por fuentes energéticas en un 37% en petróleo, un 29% en gas natural, un 13% en carbón, un 11% renovable y un 9% nuclear (EIA, 2018).

En España, por comparar, tenemos una mayor dependencia del petróleo, un consumo menor de carbón y una mayor introducción de las renovables: 44% del consumo primario es petróleo; 20% gas natural; 8,5% carbón; 14% renovable; y 12,4% nuclear (INE, 2018, datos de 2016).

Tras la adecuada transformación, la energía primaria en Estados Unidos se consume en forma de energía final, en la que la energía eléctrica representa el 38% del total, seguida de los consumos de energía final en los sectores del transporte (29%), sector industrial (22%) y sectores residencial y comercial (11%).

Por su parte, la energía eléctrica representa el 85% de todo el consumo de energía final del sector residencial, 84% del sector comercial y 31% del sector industrial; mientras que la electrificación del transporte, a pesar de los notorios esfuerzos de Tesla y otras marcas, sigue siendo testimonial (menos del 1% eléctrico).

2.2. Análisis desde la perspectiva de la producción

Si bien, desde la perspectiva del consumo, no ha habido grandes cambios en la situación del país en los últimos años, sin embargo, respecto a la producción, sí que han existido cambios bastante relevantes en la última década, siguiendo la tendencia mundial. En el caso de ▷

Estados Unidos, el factor primario de transformación no ha sido la descarbonización que exigen los tratados medioambientales auspiciados por la ONU, que no han sido ratificados por este país, sino los cambios tecnológicos en el sector de los hidrocarburos y el impulso al desarrollo de las renovables. El Gráfico 1 recoge los datos de producción de las diferentes fuentes de energía primaria en Estados Unidos desde 1949, medidos en miles de billones de Btu (10^{15} Btu).

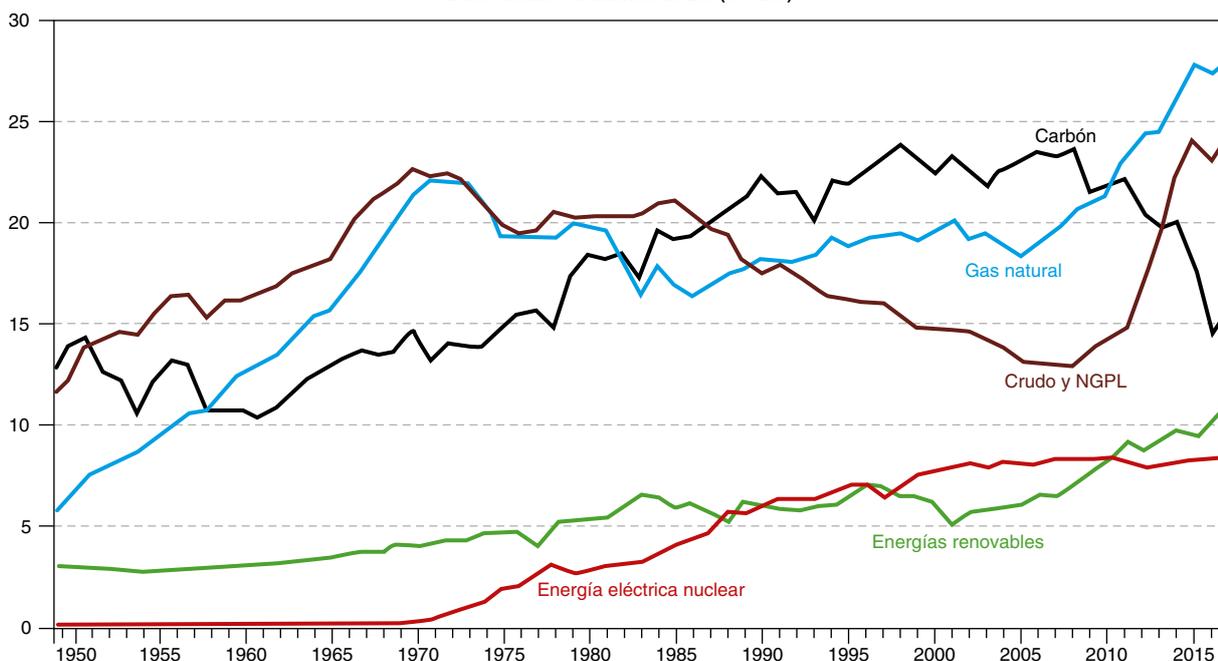
Los cambios más relevantes en la producción de energía a lo largo de la última década han sido el aumento espectacular en la producción de petróleo y gas natural, como resultado de las técnicas de *fracking*, el descenso del uso del carbón motivado por mayores exigencias medioambientales nacionales y el descenso del precio del gas natural (principal competidor del carbón en la generación eléctrica), y el aumento de la generación renovable en el sector eléctrico (empujada

por el apoyo regulatorio de algunos estados, por el apoyo fiscal del Gobierno federal y por la dramática reducción de los costes de estas tecnologías, hasta el punto de hacerlas rentables a los actuales niveles de precios de la electricidad).

De esta forma, en la actualidad, la producción de gas natural representa un 33% del total; la de petróleo, un 31%; y la de carbón, un 15%, cuando esta última era la principal hace tan solo diez años, tanto en términos absolutos como relativos. Las renovables, con un 10% de cuota, también han superado a la nuclear, que se queda en un 8% de la producción total.

En España, dado que no es un país productor de combustibles fósiles (salvo un 2% de carbón), la energía que se produce es exclusivamente renovable (51%) y nuclear (46%). Para cubrir el consumo, España ha de importar petróleo (64 Mt/año) y gas natural (32 bcm/año), lo que convierte a nuestro país en el octavo ▷

GRÁFICO 1
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN EE UU, POR FUENTES. 1949-2017
Datos en miles de billones de Btu (10^{15} Btu)



Fuente: US Energy Information Administration, January 2019 Monthly Energy Review.

y el décimo importador mundial de estos productos, respectivamente. Ello hace que nuestra tasa de dependencia energética exterior sea del 72%, muy alta, pero 8 puntos menor que hace una década (INE, 2018; IEA, 2018).

A continuación se presentan los datos y las políticas más relevantes de cada fuente energética.

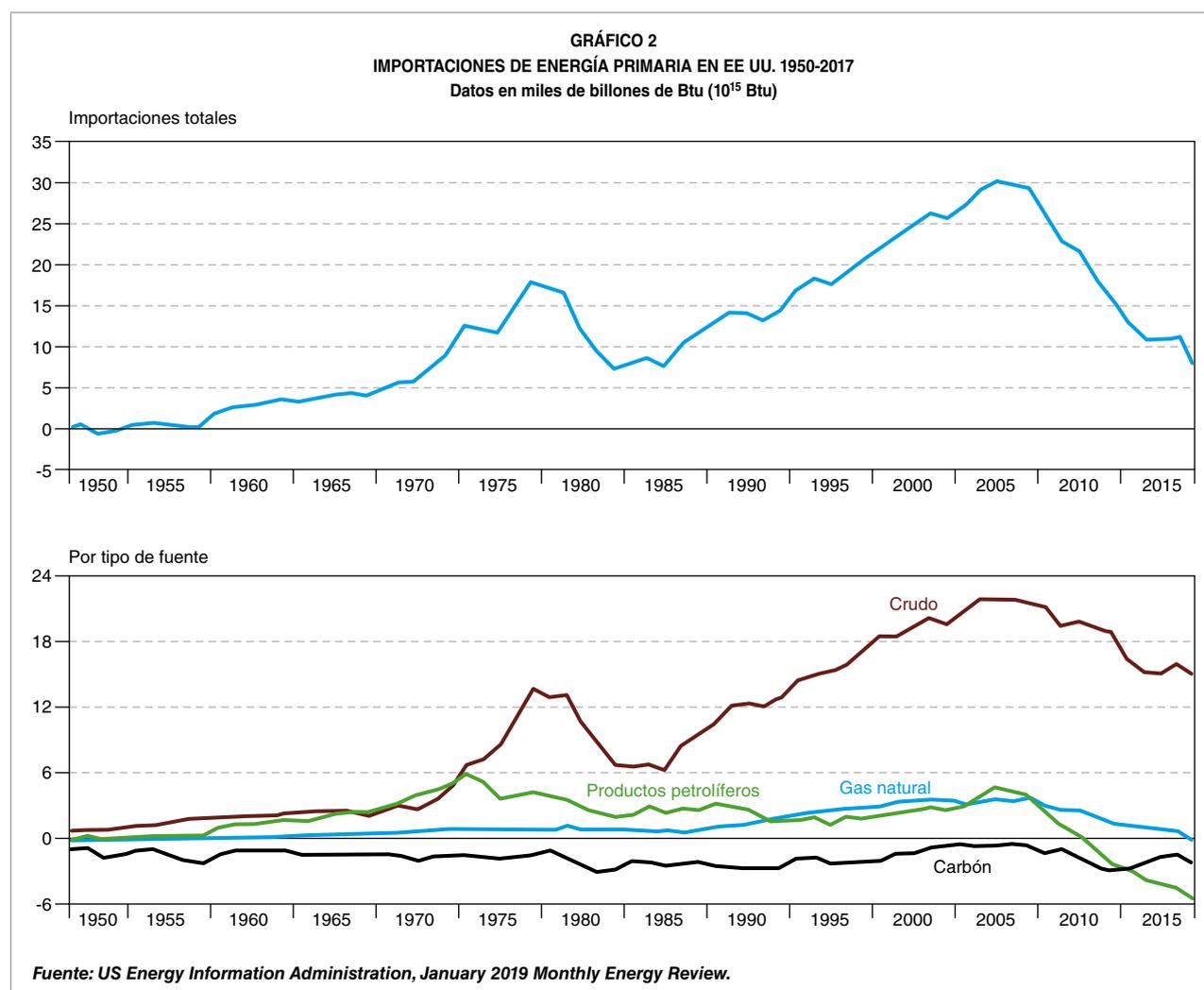
2.2.1. Petróleo

En la última década se puede decir que Estados Unidos ha visto el renacimiento en su producción de petróleo. Ha pasado de producir apenas cinco millones de barriles diarios (Mbd) en

2008 a llegar a superar los 11 Mbd a finales de 2018. Ello le ha convertido en el primer productor mundial, por delante de Rusia y Arabia Saudí.

Pese a ello, Estados Unidos sigue siendo el mayor consumidor de petróleo del planeta, y, para suplir sus necesidades, tiene todavía que importar unos 371 Mt de crudo anuales, lo que lo convierte en el segundo importador mundial, después de China. No obstante, sus importaciones de crudo se han visto reducidas ampliamente, llegando incluso a exportar derivados de petróleo¹ (Gráfico 2). ▷

¹ España también es importador de crudo y, sin embargo, es exportador de gasolina.



La política nacional de las diferentes Administraciones siempre ha favorecido la producción de petróleo y gas natural, tanto con incentivos económicos y fiscales como con instrumentos regulatorios. El famoso *fracking* no es otra cosa que una combinación de técnicas de extracción que permiten recuperar combustibles fósiles de la «roca madre» o *shale*, que son estratos a mucha profundidad con grandes cantidades de hidrocarburos atrapados en su estructura, en vez de acumulados en bolsas tradicionales. Los hidrocarburos se presentan en estos estratos en sus dos estados, líquido y gaseoso, por ello la producción y las políticas derivadas de ello van ligadas.

La razón por la que se ha desarrollado ahora la explotación de estos hidrocarburos y no antes se debe a una combinación de factores, ya que la baja porosidad de estas rocas hace que los métodos convencionales no sean rentables. Dichos factores han seguido un desarrollo histórico paralelo y se resumen en: apoyos públicos a la investigación en la explotación (a través del DOE y otras agencias), mejoras en las técnicas de perforación y estimulación de los pozos, y ventajas regulatorias que han facilitado su desarrollo. La conjunción de estos factores ha hecho que el *fracking* sea rentable a los niveles de precios actuales del petróleo.

Para poder extraer los combustibles de estas rocas tan poco porosas es necesario abrir las fracturas existentes y crear muchas más nuevas, permitiendo unir las cavidades donde se encuentran alojados los hidrocarburos y facilitando también su desorción (liberación desde la matriz). Ese es el objetivo de la estimulación de pozos, que es una técnica que se viene empleando con distintos fluidos (y explosivos) en la industria del petróleo y del gas desde finales del siglo XIX, en pozos convencionales para mejorar su rendimiento. El primer uso de fracturación hidráulica

(con agua) data de 1947 en Kansas, cuya patente fue después licenciada por Halliburton, empresa que ha tenido un papel relevante en el desarrollo de estas técnicas. En los años siguientes se siguió perfeccionando su práctica, en EE UU y en otras partes del mundo, siendo en los años setenta cuando se empezó a investigar la utilización de esta técnica para rocas de baja permeabilidad, motivado por la crisis del petróleo. Sin embargo, no fue hasta el año 1997 cuando la compañía Mitchell Energy, tras años de pruebas en la cuenca de Barnett (Texas), consiguió dar con la mezcla de fluidos de fracturación adecuada (agua, *proppants* y diversos productos químicos) para hacer rentable su explotación. El método se denominó inicialmente *slick-water fracturing*. Ello, junto con mejoras en las técnicas de perforación que actualmente permiten orientar los pozos siguiendo los estratos, refinó la técnica que comúnmente se llama *fracking*.

La explotación de estos estratos se realiza en varias cuencas a lo largo del país, pero destacan Texas, Pensilvania y Wyoming, y sus estados vecinos, como los mayores productores. Ha tenido mucha controversia medioambiental regional, por contaminación de acuíferos, por la cantidad y calidad de residuos que produce (principalmente agua con productos químicos) y por la sismicidad inducida debido a la inyección de estos en bolsas antiguas. En este sentido, la regulación ha sido bastante laxa, ya iniciada por el vicepresidente Dick Cheney (ex-consejero delegado de Halliburton) y continuada por las siguientes Administraciones. Además, la legislación en Estados Unidos garantiza que los derechos mineros pertenecen al dueño del terreno (y no son de dominio público, como en España). Ello hace que haya un fuerte incentivo de los propietarios a su desarrollo, que ven compensados los efectos ambientales y sísmicos con rentas nada despreciables. ▷

2.2.2. Gas natural

El gas natural ha seguido una evolución similar al petróleo gracias al *fracking*. Sin embargo, la mayor rigidez de la demanda y la falta de infraestructura de transporte han generado efectos más violentos en los precios y en las exportaciones.

Desde 2017, Estados Unidos ha dejado de ser importador de gas natural, e incluso se ha convertido en exportador, gracias a la puesta en marcha de las primeras estaciones de licuefacción de GNL en Luisiana (Cheniere, Sabine Pass, febrero de 2016) y recientemente en Texas (Cheniere, Corpus Christi, noviembre de 2018), y aumentando su capacidad por gasoducto a México.

Una parte incluso se ha exportado a España, gracias al acuerdo de compra de GNL que Gas Natural Fenosa contrajo con Cheniere. En total, el acuerdo garantiza la compra de 7 bcm/año, con ninguna cláusula de destino (como referencia, el consumo de Gas Natural en España ronda los 30 bcm/año).

El gas se extrae de forma similar y a veces como subproducto del petróleo, tanto con métodos tradicionales como con las nuevas

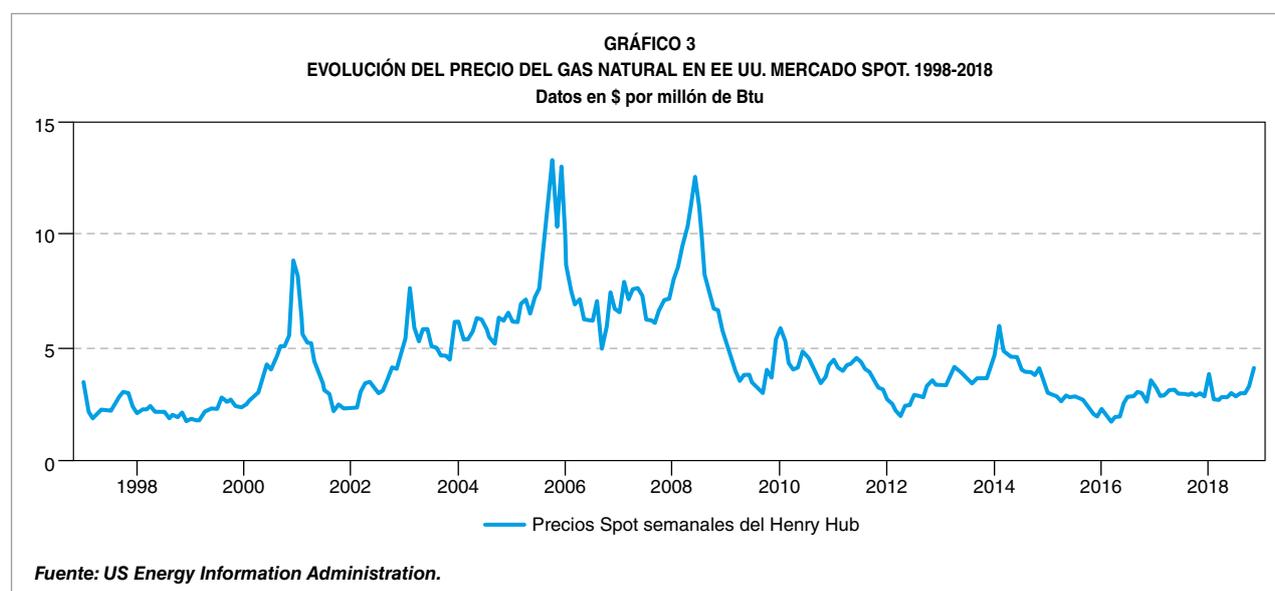
técnicas de *fracking*. Sin embargo, una vez extraído, es más complejo de almacenar y transportar a largas distancias (hace falta gasoductos o complejas plantas de GNL). Por ello, hay varios mercados en el mundo que funcionan parcialmente aislados, con cierta capacidad de transporte por barco. El *boom* del *fracking* provocó tal volumen de gas natural en Norteamérica que hundió los precios en el mercado local, como se puede ver en los precios de referencia del Henry Hub a partir de 2008 (Gráfico 3).

Esto facilitó la sustitución del carbón por gas natural en el sector eléctrico y, con ello, la reducción global de emisiones de CO₂, como se verá más adelante.

Por lo tanto, efectos económicos y tecnológicos (y no tanto políticos) son los que han acabado provocando una mejora medioambiental, por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

2.2.3. Electricidad

El sistema eléctrico americano da servicio a más de 140 millones de consumidores residenciales, comerciales e industriales a través ▷



de más de nueve millones de kilómetros de líneas de transmisión y distribución. En 2017, la generación eléctrica representaba el 38% de la energía final del país, aumentando desde el 14% en los años cincuenta, lo que demuestra la creciente importancia del sector eléctrico en Estados Unidos (en España, la electricidad solo representa el 23,4% de la energía final).

A pesar de ello, no existe una política nacional unificada sobre el sector eléctrico, y la mayoría de las competencias son asumidas por los estados de forma bastante heterogénea, y solo algunos temas de interés general como la transmisión de electricidad, la energía hidroeléctrica o la seguridad nuclear dependen de agencias u organismos federales. Lo que respecta a temas más locales, como la fijación de tarifas eléctricas o la regulación de las empresas eléctricas o *utilities*, son, en general, competencias de cada estado.

La organización actual del mercado es el resultado de años de historia donde el desarrollo eléctrico se ha visto condicionado por el devenir del país. Hacia 1900, la mayor parte de la generación eléctrica se restringía al ámbito municipal. Con la invención del transformador en 1891 y la transmisión en corriente alterna, que conseguía menores pérdidas, se ampliaron los límites de las *utilities* más allá de los municipios lo que les permitía reducir costes por economías de escala. Dicha expansión supuso problemas con la legislación de los diferentes municipios, por lo que los estados lideraron el proceso de la regulación de las nuevas compañías eléctricas privadas, en general con el apoyo de estas. Esta tendencia comenzó con el establecimiento de comisiones reguladoras en Wisconsin, Georgia y Nueva York en 1907. Hacia 1914, treinta estados ya contaban con estas comisiones y hoy en día todos los estados las tienen. Por lo tanto, el modelo de compañía

eléctrica verticalmente integrada, que asume todas las actividades del sector (generación, transporte, distribución y comercialización) en su territorio, se convirtió en el modelo dominante. Convivían en el mercado, y siguen haciéndolo a día de hoy, empresas privadas con públicas, municipales, cooperativas y algún tipo más, con actividades de las que los propios estados o municipios son los reguladores y fijan los precios con base en los costes del sistema.

El papel del Gobierno federal en el mercado empieza de forma relevante en 1920, cuando se crea la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) para conceder permisos de centrales hidráulicas.

Dada la prevalencia de la regulación estatal y local, el crecimiento de la red se hizo de forma bastante caótica, de modo que las *utilities* decidían según su criterio los niveles de tensión de las líneas, la planificación de la red, el programa de generación, etcétera. Las conexiones entre *utilities* no eran frecuentes y se hacían empleando transformadores para adaptar las distintas redes. Este modelo generaba importantes cortes de suministro y por ello se creó, de forma voluntaria, el North America Electric Reliability Corporation (NERC), que definía criterios comunes de fiabilidad y operación de la red.

Por otro lado, la crisis del petróleo de 1973 abría la puerta a la generación eléctrica de nuevos operadores no *utilities* con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, promocionar las energías renovables y diversificar el suministro energético. En 1978, se aprobó la Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), que obligaba a las *utilities* reguladas a aceptar generación de terceros (cuando esta resultaba ser más eficiente) a precios de «coste evitado», que era determinado por los reguladores. Era el inicio de una corriente mundial ▷

hacia la desregulación de los mercados eléctricos. La Energy Policy Act de 1992 disminuyó las barreras para la participación de generadores independientes, o Independent Power Producers (IPP), y concedió más poderes a la FERC para avanzar en la liberalización. En 1996, se obligó a los propietarios de las redes de transmisión a conceder acceso a sus redes a terceros, de forma no discriminatoria y abierta, bajo una tarifa regulada (Open Access Transmission Tariff). Además de ello, se requería un papel más activo de los operadores del sistema independientes (Independent System Operators, ISO), ya que además de realizar el *dispatching* (programación de la generación) de forma independiente, son los gestores del mercado mayorista y operan la red de transmisión (que, en general, no es de su propiedad), ganando en eficiencia global. En general, en el sureste y el oeste del país, las *utilities* declinaron la invitación, salvo en California y Texas. Actualmente, la gran mayoría de los estados forma parte de algún ISO.

Siguiendo esta corriente, algunos estados empezaron variados procesos de liberalización, tanto por parte de la generación como por parte del suministro minorista (comercialización), mientras la distribución seguía siendo una actividad regulada por ser un monopolio natural.

California lideró el proceso de liberalización que comenzó en 1998. Sin embargo, durante los años 2000 y 2001, el mercado mayorista californiano experimentó subidas espectaculares de precios cuya traslación a las tarifas finales de los consumidores no fue reconocida por la autoridad reguladora: se conoce como la «crisis de California». La crisis dio lugar a la suspensión de pagos de varias empresas comercializadoras y a problemas de suministro generalizados.

El fracaso de California suscitó temores en muchos otros estados y sirvió de ejemplo para

todas aquellas *utilities* que continuaban oponiéndose a la desregulación.

Actualmente, solo en un puñado de estados el proceso de liberalización está activo, y en la gran mayoría ni siquiera se ha iniciado proceso alguno de liberalización del sector. En estos últimos, las *utilities* están verticalmente integradas y realizan todas las tareas del mercado (generación, transporte, distribución y comercialización) bajo un régimen regulado; es el caso de Utah o Florida.

En aquellos estados en los que se ha avanzado en la liberalización ha sido fundamentalmente en la parte de generación, dando lugar a un mercado mayorista. Actualmente, alrededor de dos tercios de la demanda están cubiertos por mercados liberalizados en la parte de la generación. Por el lado de la comercialización o suministro, Texas es el único estado que tiene un mercado minorista donde todos los consumidores pueden elegir comercializador. En el resto de los estados, incluso en aquellos donde se ha liberalizado la generación, la *utility* sigue ejerciendo un monopolio en el suministro para algún segmento de clientes (monopolio ligado a las zonas donde realizan la distribución). En general, solo los consumidores comerciales e industriales tienen derecho a elegir suministrador.

Por lo tanto, salvo en Texas, el precio final que pagan todos los consumidores no está fijado a través de un mercado competitivo. En consecuencia, para varios segmentos de clientes, la determinación de los precios finales y, por ende, la remuneración de las empresas comercializadoras se fijan de forma administrativa. En el caso de las *utilities* privadas, las suelen fijar las Public Utility Commissions (PUC), que son agencias estatales con la potestad de regular el mercado. En las *utilities* públicas o municipales, es la propia Administración estatal o local la que las regula, pudiendo estar asesoradas ▷

por comisiones independientes. Los responsables de las PUC y de las *utilities* públicas son elegidos normalmente por el gobernador o, en algunos estados, a través de un proceso de votación, de forma que se garantice la independencia frente a los intereses de las empresas y la protección del consumidor.

Para determinar el precio de la electricidad en los sistemas regulados, se realizan cada cierto tiempo auditorías de costes o *rate case*, donde las *utilities* demuestran sus costes a las PUC, y se llega a un precio adecuado. Suelen ser procesos abiertos al público.

En la última década se ha producido un cambio relevante en la generación de electricidad en EE UU, que solía ser fundamentalmente a partir de carbón. La abundante disponibilidad de gas natural barato debido al *fracking*, como se ha comentado, y los apoyos para emplear fuentes renovables han llevado a que en 2017 solo el 33% de la energía se haya generado con carbón (hace una década era superior al 50%), el gas natural ha aportado un

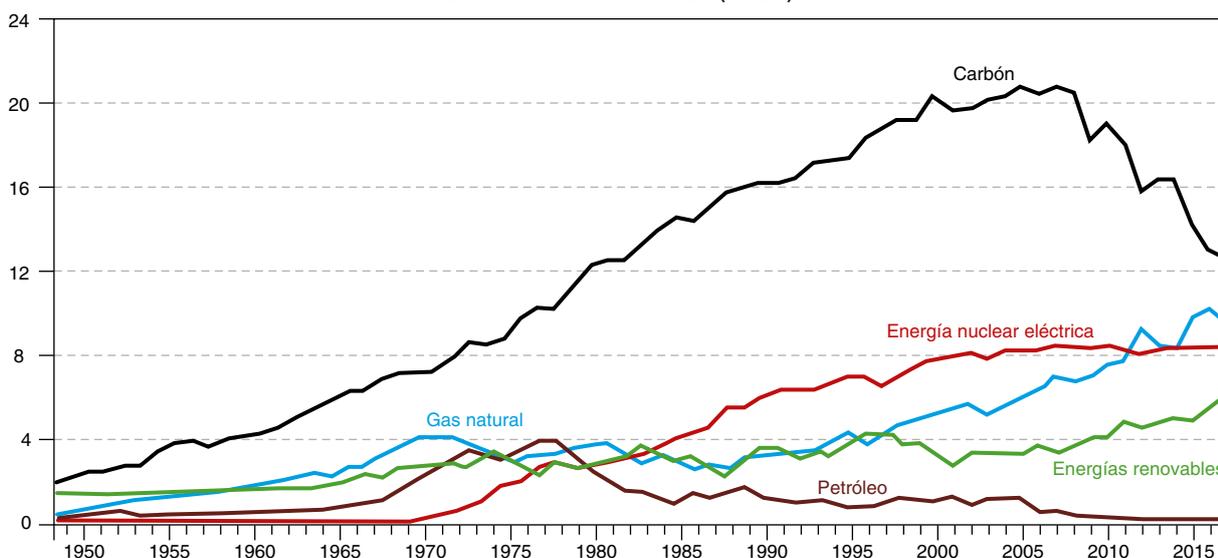
26%; la nuclear, un 22%; y las renovables, un 16%. En 2018 esa tendencia continúa, y ya van varios meses en los que el gas natural ha sido la fuente principal de generación eléctrica.

El 16% de renovables lo conforman la hidroeléctrica, que ha supuesto un 7% del total; la eólica, un 6%; la solar, un 1,2%; y el resto lo aportó la geotermia y la biomasa (Gráfico 4). Dados los menores factores de carga de estas tecnologías, se aprecia el enorme esfuerzo inversor en nueva capacidad renovable, dado que, hace una década, solar y eólica suponían menos del 1%.

2.2.4. Carbón

A pesar de los vastos recursos en gas y petróleo, Estados Unidos disfruta de muchas más reservas de combustibles fósiles en forma de carbón, siendo de lejos el primer país del mundo en reservas. Las cuencas se concentran en los estados centrales y del este del país, destacando Wyoming. Esto encarece su exportación internacional. ▷

GRÁFICO 4
PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN EE UU POR FUENTES. 1949-2017
Datos en miles de billones de Btu (10^{15} Btu)



Fuente: US Energy Information Administration, January 2019 Monthly Energy Review.

A pesar de ello, su uso (casi exclusivo para generación eléctrica) se ha ido reduciendo en la última década. El factor ha sido el económico, ya que el mayor coste de producción frente al gas natural o incluso las renovables, junto con la oposición de muchos estados, ha llevado al cierre de muchas plantas. En concreto, se espera que 2018 sea el año récord de cierre de plantas de carbón, con más de 16 GW (de los 246 GW existentes). Se espera el cierre de, al menos, unos 37 GW adicionales hasta 2024 (EIA, 2018), incluso sin los efectos de la anulación del Clean Power Plan de Obama.

2.2.5. Renovables

La generación de origen renovable ha sido promovida por los diferentes niveles de Gobierno: federal, estatal y local, desde hace tiempo. El apoyo federal empezó en los setenta tras la crisis del petróleo, cuando se empezó a tomar conciencia de la necesidad de diversificar las fuentes energéticas y plantear la sostenibilidad del modelo vigente. Desde entonces, el desarrollo de las energías renovables ha tenido numerosos altibajos. Actualmente, existen unos 80 GW de capacidad hidráulica, 90 GW de eólica y algo más de 60 GW de solar, según datos de 2018 (EIA, 2018).

La política de promoción de estas energías es distinta a la seguida tradicionalmente por los países europeos con las famosas tarifas reguladas o *feed-in tariffs*. En EE UU, no existe en general una tarifa garantizada a todos los generadores renovables, pero sí que se han marcado unos objetivos de desarrollo en estas tecnologías.

En 37 de los 50 estados se ha marcado un objetivo mínimo de consumo eléctrico de origen renovable, a través de los llamados Renewable Portfolio Standards (RPS), que aplican a

algunas o a todas de las *utilities* que operan en el estado. Los RPS varían desde el 15% en 2021 en estados como Michigan al impresionante 100% de California o Hawai en 2045 (que los han aumentado recientemente).

Estos objetivos se han de justificar anualmente a través de los Renewable Energy Certificates (REC), que son títulos financieros que se generan por cada MWh renovable producido, según las tecnologías admitidas por cada estado. Cada *utility* ha de presentarse anualmente al regulador correspondiente como justificante del cumplimiento de su obligación de compra.

Para obtener estos certificados, la *utility* puede construir sus propias instalaciones de generación renovable, comprar la energía a generadores independientes (IPP) o comprarlos en mercados organizados de REC en aquellos estados donde se permite. En el primer caso, la *utility* es el promotor (*utility-owned*) que desarrolla el proyecto, usualmente mediante la fórmula del «llave en mano». En la segunda modalidad, los IPP actúan como promotores o generadores y la *utility* compra su producción a través de compromisos de compra a largo plazo o Power Purchase Agreements (PPA). A través de un PPA, la *utility* se compromete a comprar, dentro de unos márgenes razonables, una determinada cantidad de energía en kWh al productor a un precio fijo durante un periodo que suele ser de veinte años. Una forma típica de cerrar estos acuerdos es a través de petición de ofertas competitivas por parte de las *utilities*, procesos llamados Request for Proposal/ Offers (RFP/RFO), que pueden ser, dependiendo de la tecnología, desde acuerdos bilaterales hasta procesos de subasta.

En los RFP en que se subasta la compra de energía renovable, los promotores tienen la posibilidad de competir para cerrar un PPA que haga posible el desarrollo de sus proyectos. ▷

La clave para ganar un PPA es el precio, ya que la competencia es muy agresiva.

Para realizar la oferta, es fundamental conocer las ayudas federales y estatales a las energías renovables y tenerlas en cuenta a la hora de hacer la oferta. Las ayudas en Estados Unidos se han instrumentalizado como ahorro de impuestos. Los más importantes son los federales, el Investment Tax Credit (ITC), hasta 2023, y el Production Tax Credit (PTC), que termina en 2019. El primero supone una reducción de la base imponible del Impuesto de Sociedades del 30% de la inversión realizada en un proyecto renovable (que irá reduciéndose en los próximos años), mientras que el segundo ofrecía una reducción de 2,2 c\$/kWh producido, siendo este último muy utilizado por el sector eólico. Estos incentivos sí que dependen del Gobierno federal, y la Administración Trump ha respetado las políticas existentes, que ya contemplaban su desaparición en los años próximos, según las renovables van siendo competitivas en precio (*grid-parity*).

Ya que los costes de la *utilities* se reflejarán en las tarifas del consumidor, el PPA ha de ser también aprobado por el regulador o PUC, lo cual añade cierta inseguridad para el promotor, ya que deja en manos de los *commissioners* en servicio la decisión final del desarrollo o no del proyecto.

2.2.6. Nuclear

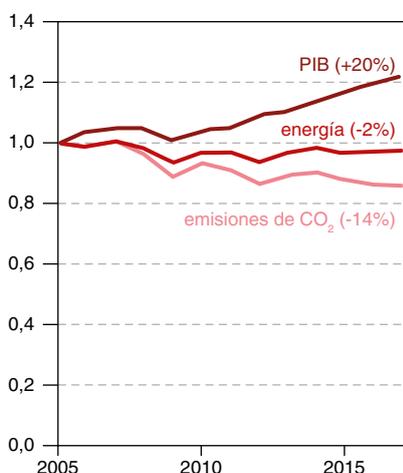
Estados Unidos cuenta con 99 de los 448 reactores nucleares que existen en el mundo. Es el país con más reactores instalados, seguido por Francia (58), Japón (42), Rusia (35) e India (22). España tiene siete.

La energía nuclear en EE UU se enfrenta al dilema entre los que defienden que es una tecnología que no contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero y los que argumentan los riesgos asociados a los residuos radioactivos (no en vano, la crisis de Three Mile Island, cerca de Harrisburg, se vivió dentro del país).

En la actualidad, existen dos reactores en construcción, en Vogtle (Georgia), con ▷

GRÁFICO 5
INDICADORES SOBRE PIB, CONSUMO ENERGÉTICO Y EMISIONES DE CO₂ EN EE UU (2005-2017)

PIB de EE UU, consumo de energía y emisiones de CO₂ de origen energético index, 2005 = 1,0

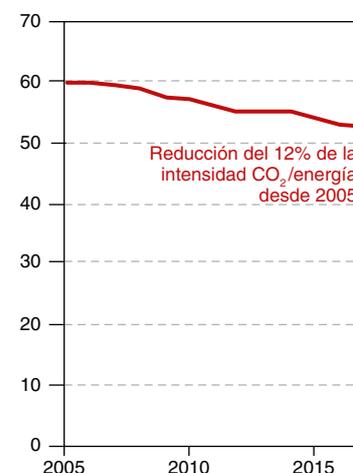


Medidas de intensidad de carbono de EE UU

Toneladas métricas de CO₂ por millones de dólares de PIB



Toneladas métricas por miles de millones de Btu



Fuente: US Energy Information Administration, January 2019 Monthly Energy Review.

numerosos retrasos y sobrecostes; se espera que entren en operación en 2021.

Por otra parte, del centenar largo de reactores que a día de hoy existen en el mundo con licencia para operar durante más de cuarenta años, el 70% está en EE UU.

3. Emisiones de CO₂

La sustitución de carbón por gas natural y el auge de las renovables han provocado un importante descenso en las emisiones de CO₂ en EE UU, sobre todo en el sector eléctrico. En 2017, las emisiones totales se estiman alrededor de los 5.140 millones de toneladas de CO₂, bajando desde los 6.000 millones hace una década (EIA, 2018).

Teniendo en cuenta el crecimiento económico en ese periodo, en el que el PIB ha aumentado alrededor de un 20%, la conclusión es que la economía americana es casi un 30% menos intensiva en emisiones de carbono. A ello han contribuido la sustitución del consumo de carbón por gas natural y renovables, así como las mejoras en eficiencia/ahorro energético.

Como se observa en el Gráfico 5, entre 2005 y 2017 el PIB americano ha crecido un 20% en términos reales, mientras que el consumo de energía ha decrecido un 2% y las emisiones de CO₂ se han reducido un 14%. En consecuencia, en ese mismo periodo, las emisiones de CO₂ por unidad de PIB se han reducido un 29% y las emisiones de CO₂ por unidad de energía consumida se han reducido un 12%.

Hay que destacar que Estados Unidos no tiene una política federal de derechos de emisión, pese a que la Administración de Obama lo intentó por una ley que no pasó la aprobación de las Cámaras. No obstante, algunos pocos

estados, entre los que destacan California y Nueva York, sí que han establecido ciertos programas de obligación de compra de derechos de emisión que están en funcionamiento.

Por último, hay que mencionar que la electrificación del transporte, a pesar de ser una tendencia en alza, sigue siendo un pequeño nicho del mercado. En 2017 se vendieron alrededor de unos 200.000 vehículos eléctricos o híbridos, un 26% más que el año previo, pero lejos de los más de 17 millones de coches que se vendieron en total en 2017.

4. Conclusiones

El sector energético estadounidense ha sufrido una transformación en sus fuentes de abastecimiento gracias principalmente a la innovación tecnológica. El *fracking* ha permitido extraer petróleo y gas natural que era inaccesible y ello ha reducido las importaciones de estos combustibles. Además, ha permitido la transformación del sector eléctrico hacia una menor dependencia del carbón. Ello, junto con el auge de las tecnologías renovables, que han reducido sus costes en los últimos años de forma drástica, ha permitido una considerable descarbonización de la economía americana.

La política energética se fija a dos niveles, el federal y el estatal, siendo sin duda el último el más relevante. A nivel federal, la Administración Trump ha revocado muchas iniciativas de la era Obama encaminadas al control de las emisiones, con la excusa de reducir costes al consumidor a corto plazo. El efecto de esas acciones está todavía por ver, pero, en cualquier caso, la inercia y los cambios tecnológicos son normalmente más influyentes en el sector energético que las medidas regulatorias (especialmente a medio y largo plazo). ▷

Bibliografía

- [1] EIA (Energy Information Administration) (2018, diciembre). *Sources&Uses: Total Energy*. Washington, DC: EIA. Recuperado de <https://www.eia.gov>
- [2] IEA (International Energy Agency) (2018). *Key World Energy Statistics 2018*. Recuperado de <https://webstore.iea.org/key-world-energy-statistics-2018>
- [3] INE (Instituto Nacional de Estadística) (2018). *España en cifras 2018*. Madrid: INE. Recuperado de https://www.ine.es/prodyser/espa_cifras/2018/