

PETRÓLEO, GAS Y ENERGÍAS RENOVABLES

Íñigo Martínez Peniche

Introducción

La historia de Canadá está dominada por la explotación y exportación de recursos naturales. Este país es un productor muy importante de petróleo, gas, electricidad y uranio, además, cuenta con enormes recursos energéticos por explotar. De hecho, los proyectos de extracción de hidrocarburos que tienen lugar actualmente en esta nación, particularmente en el norte de la provincia de Alberta, no sólo no tienen precedentes en su historia, sino que han sido considerados como el proyecto industrial más grande del planeta en su conjunto.

Estos desarrollos han sido consecuencia directa de la adopción en Canadá por parte de gobiernos liberales y conservadores, desde hace veinticinco años, de un enfoque neoliberal en materia económica. Este cambio estructural de carácter histórico ha llevado a esta nación a transitar de una economía industrial más diversificada a una basada en la extracción de recursos naturales (especialmente de recursos energéticos). En especial, el desarrollo del sector energético ha estado conducido en gran medida por el mercado y por los acuerdos de libre comercio, notablemente el Acuerdo de Libre Comercio Canadá-Estados Unidos (ALCCEU) y el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).

Estos desarrollos han estado acompañados por un intenso debate político, académico y social sobre cuál debe ser el papel que jugarán los recursos energéticos en el desarrollo de Canadá. La discusión ha estado enmarcada fundamentalmente por dos posiciones antagónicas: la que defiende las bendiciones de ser una nación “super productora energética” (Angevine y Green, 2013) y la que denuncia los riesgos de seguir alentando los megadesarrollos de bitumen en una era de cambio climático (Clarke *et al.*, 2013).

Desde la primera visión, impulsada por las élites de los partidos Liberal y Conservador, de la industria energética y de algunos centros de pensamiento conservadores, el gobierno canadiense debe alentar el megaextractivismo energético como una forma de llevar competitividad y desarrollo a la nación. Para ello, es necesario disminuir al máximo la regulación del sector; remover las moratorias a la exploración y producción en regiones de reservas; asegurar que las regalías energéticas sean “competitivas”; en

pocas palabras, desarrollar, producir, transportar y exportar lo más rápido posible las mercancías para asegurar que no se atrase el desarrollo de los recursos.

Desde la segunda perspectiva, vinculada con el nacionalismo y la soberanía energética, la producción, extracción y exportación de bitumen, como la única oportunidad para el desarrollo económico de Canadá, tiene severos impactos en la economía y en el medio ambiente, además de que está afectando la naturaleza misma del arreglo federal canadiense y de la estructura de la sociedad en sí. Esta situación representa una reversión de la dependencia tradicional de esta nación en relación con las exportaciones de materias primas, lo que impide que Canadá desarrolle una economía diversificada con capacidad industrial e innovadora que genere nuevos productos con un mayor valor agregado que ayudarán al bienestar social y a la sustentabilidad ambiental.

Así, el objetivo de este trabajo es identificar las principales tensiones que se derivan de la política energética emprendida por el gobierno canadiense durante los últimos años y observar la dotación de recursos en esa nación, con el fin de tener una idea más acabada de las perspectivas que se presentan.

Antecedentes

Durante los últimos veinticinco años, las élites políticas y económicas canadienses decidieron impulsar un cambio de gran envergadura en el sistema económico y en la relación con Estados Unidos, su principal socio comercial y diplomático. Este proceso condujo también hacia la reconfiguración del paradigma de la política energética, lo cual transformó la propiedad respecto del sector energético.¹ La agenda de libre comercio, impulsada desde el gobierno del primer ministro conservador Brian Mulroney, transfirió el control de la política energética canadiense a cargo del Estado al dominio del mercado, justo donde operaban las grandes transnacionales petroleras estadounidenses.

Uno de los aspectos fundamentales en la negociación del ALCCUEU, en 1988, era el interés de Estados Unidos por garantizar el acceso a los vastos yacimientos de recursos energéticos de Canadá, especialmente los vinculados con el petróleo y el gas. Así, el texto del acuerdo incluyó la llamada “cláusula de reparto proporcional” (o cláusula de proporcionalidad), la cual fue diseñada para asegurar que las compañías petroleras estadounidenses tuvieran acceso seguro, sin restricciones, a los recursos

¹ Suele considerarse el triunfo electoral de los conservadores progresistas de Brian Mulroney en la elección general de 1984 como el punto de inflexión en materia de política energética en Canadá, una vez que llegó a su fin el experimento de nacionalismo energético impulsado por el ex primer ministro, Pierre Trudeau, con el Programa Nacional de Energía (National Energy Program, NEP).

energéticos canadienses, al tiempo que garantizaba la exportación continua de dichos recursos a Estados Unidos² (Laxer, 2013). Bajo esta norma, Canadá estaba impedido de interponer prohibiciones o cuotas a sus exportaciones de petróleo o gas natural a la Unión Americana, incluso en tiempos de escasez interna, salvo que el consumo canadiense disminuyera en un monto proporcional (Clark, 2009: 45-46).

Estos acuerdos dirigidos hacia la completa liberalización del sector energético canadiense han configurado una relación especial con Estados Unidos, la cual ha llegado a niveles muy importantes de integración en el subcontinente. Debido al nuevo papel estructural asignado a Canadá como “granero energético” de Norteamérica, su responsabilidad estratégica está crecientemente condicionada por las necesidades de seguridad energética de su socio mayor. En la actualidad, Canadá es, por mucho, la principal fuente de suministro de petróleo extranjero de Estados Unidos;³ prácticamente, toda la exportación del crudo que produce (el 99 por ciento) se dirige hacia la nación vecina.

La política energética del primer ministro Stephen Harper

Las tendencias hacia la intensificación del extractivismo energético en Canadá, que se observaron desde principios de la década de los noventa, han sido ampliamente profundizadas durante la administración del gobierno conservador de Harper, quien, desde que asumió el poder, ha insistido en su idea de convertir a Canadá en una “súper potencia energética emergente” mediante la máxima explotación de los recursos energéticos.

El resultado de estos desarrollos ha sido un auge no planificado ni regulado de la extracción y exportación de petróleo crudo no convencional. Como resultado de las cuantiosas inversiones y el apoyo que reciben del gobierno federal y de la provincia de Alberta, la industria del gas y del petróleo cumple ahora un papel desproporcionadamente influyente en el sector energético, lo que en los hechos se han traducido en la reconfiguración de la economía canadiense en su conjunto (Clarke *et al.*, 2013: 20).

El megaextractivismo energético ha tenido diversas implicaciones en la economía, el medio ambiente y la sociedad canadiense. De manera general, detectamos al menos tres tensiones importantes que tienen lugar en la actualidad en aquella nación. La primera tensión se relaciona con los riesgos de la excesiva dependencia

² En los hechos, la “cláusula de reparto proporcional” otorgó un estímulo fundamental para el posterior desarrollo de la industria de las arenas bituminosas en Canadá.

³ En 2011, representó aproximadamente el 25 por ciento de las importaciones de petróleo crudo de Estados Unidos.

económica en relación con la explotación de los recursos exportables (las consecuencias negativas de los llamados petroEstados). Desde esta perspectiva, la industria del bitumen refleja y refuerza el papel tradicional de Canadá como abastecedor de materias primas, dependiente de centros industriales más desarrollados y poderosos de la economía global (como Francia, Gran Bretaña, Estados Unidos y, actualmente, China); y además, una influencia política desproporcionada de las corporaciones productoras de materias primas y una creciente inequidad regional, entre otras.

Estos desarrollos conllevan a lo que algunos autores han descrito como la “trampa de los enclaves de materias primas”.⁴ Desde esta perspectiva, las economías dependientes de la extracción de recursos naturales (energéticos) deben realizar enormes inversiones en infraestructura para la producción y el transporte de recursos, actividades que realizan generalmente compañías de propiedad extranjera. Para pagar estos gastos generales y premiar a los inversionistas, las industrias de enclave enfrentan una enorme motivación para producir y exportar sus materias primas lo más pronto posible.

La rápida exportación conduciría al descenso de los precios unitarios y los ingresos se verán amenazados por cambios tecnológicos o en el consumo, los cuales reducen la demanda de las materias primas en cuestión y, en consecuencia, los ingresos fiscales provenientes del bitumen.⁵ Además, debido a que las materias primas son exportadas sin procesamiento a socios comerciales más industrializados, Canadá recompra los productos procesados y servicios de mayor valor agregado a un costo aún mayor.

La conclusión de esta “trampa de bitumen” es clara: entre más rápido Canadá exporte sus últimas materias primas, su economía se vuelve menos diversificada y capaz, por lo tanto, cada vez será más dependiente en encontrar nuevas materias primas para exportar.

Otros análisis han alertado sobre el peligro de que la llamada “enfermedad holandesa” (*dutch disease*)⁶ impacte las posibilidades de inserción global de la economía

⁴ Muchos de estos argumentos se basan en la teoría de los enclaves de materias primas y de extracción y exportación de recursos (desarrollada por Harold Innis y otros escritores canadienses).

⁵ Cabe destacar el caso de la provincia de Alberta, en donde los precios del petróleo cayeron drásticamente durante la segunda mitad de 2012. El rápido incremento en la producción de petróleo confinado (*tight oil*) en Estados Unidos, así como de las arenas bituminosas canadienses, crearon un exceso de crudo en el subcontinente que amplió el diferencial de precios entre las mezclas del WTI y del Brent. En diciembre de 2012, el diferencial entre el WTI y el Edmonton Par se amplió un 15 por ciento, comparado con una norma histórica de cero diferencia, al tiempo que el diferencial entre el WTI y el Western Canada Select (WCS) se amplió a casi un 34 por ciento, comparado con la norma histórica del 20 por ciento. Otra parte de esto podría ser explicada por la incertidumbre en torno a la decisión final sobre la aprobación del oleoducto Keystone XL.

⁶ Esta distorsión ocurre cuando un auge en la explotación de recursos conduce al crecimiento sustancial de la exportación de los recursos y que ese crecimiento, en cambio, conduzca tanto a la apreciación

canadiense en su conjunto. Desde esta perspectiva, la apreciación del dólar canadiense,⁷ fomentada por el incremento sustancial de las exportaciones netas de petróleo y gas, tiene impactos en la competitividad de otros sectores industriales importantes, como el manufacturero.

La segunda tensión tiene que ver con las presiones ambientales y climáticas originadas por el megaextractivismo. Si bien todas las formas de aprovechamiento de la energía conllevan riegos e impactan el medio ambiente de diversas maneras, ya sea el clima, la salud, el agua, la tierra o la fauna, en el caso de la explotación de los combustibles no convencionales las preocupaciones se exacerbaban.

En el caso del desarrollo de los proyectos de arenas bituminosas, las objeciones se centran en el nivel de intensidad energética relativa y de generación de carbono que está involucrado en los métodos de extracción y procesamiento. Existe consenso científico en que las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se generan durante el proceso son mayores en el caso del petróleo ligero convencional. En Canadá, la industria de las arenas bituminosas contribuye con más del cien por ciento del crecimiento de las emisiones de GEI, por lo que los esfuerzos de mitigación en otros sectores de la economía no tienen impactos reales en la disminución de contaminación por carbono del país.

El potencial para exacerbar el cambio climático es sólo uno de los costos ambientales que acompañan el desarrollo de las arenas bituminosas. Otras preocupaciones ambientales se vinculan al uso de la tierra y del agua, a la calidad de las fuentes acuíferas, los impactos de los relaves tóxicos, y la posibilidad de derrames de petróleo por ducto en las regiones productoras.

La tercera tensión se vincula con el creciente activismo de las naciones originarias canadienses que defienden sus tierras en contra de los desarrollos extractivistas. Desde la perspectiva del gobierno conservador y de las compañías petroleras transnacionales, las luchas de reivindicación de los pueblos indígenas por la propiedad y el acceso a los recursos naturales plantean un riesgo creciente a los proyectos de explotación de minas, bosques e hidrocarburos, que consideran la inversión de hasta seiscientos cincuenta millones de dólares canadienses para la próxima década⁸ (Van Loon, 2014). Muchos de estos megadesarrollos están ubicados en regiones cercanas a los asentamientos históricos de las comunidades indígenas.

del tipo de cambio y a mayores costos de la mano de obra y de los materiales de construcción en el sector manufacturero y en otros, lo que reducirá tanto la producción como los ingresos.

⁷ Los altos precios de la energía han contribuido a la apreciación real del dólar canadiense, desde principios de la década de 2000, intensificando los retos de competitividad para los sectores no energéticos.

⁸ En 2004, una decisión de la Suprema Corte de Canadá requirió al gobierno a "consultar a las naciones originarias antes de implementar proyectos de extracción de recursos en sus tierras. Desde esta fecha los indígenas han bloqueado una media docena de grandes proyectos.

El movimiento de reivindicación indígena conocido como Idle no More, el cual atrajo los reflectores nacionales hace poco más de tres años, se basa en la experiencia de años de lucha de las naciones originarias en contra de los proyectos de extracción de recursos en diversas regiones de Canadá. El movimiento ha logrado la solidaridad de una amplia gama de organizaciones de activistas sociales y ambientales que se oponen también a los proyectos de infraestructura energética como el oleoducto Northern Gateway, que llevaría arenas bituminosas desde la provincia de Alberta hasta la costa de Columbia Británica.

Perfil energético canadiense

Canadá cuenta con un extenso territorio dotado de un conjunto de recursos naturales excepcionalmente rico y variado. Su economía es relativamente intensiva (en términos energéticos) cuando se compara con otros países industrializados, debido a que el funcionamiento del sistema productivo depende, en gran medida, del petróleo, sobre todo en lo referente al sector transporte.

El sector energético tiene un impacto considerable en el crecimiento económico en la generación de empleos.⁹ El país se beneficia del auge de la producción de energía, tanto a través de sus efectos directos, como de derrame. En 2012, la producción de gas, petróleo y uranio, así como la generación, transmisión y distribución de electricidad contribuyeron con el 9.5 por ciento del producto interno bruto (PIB) nacional. Se estima que el auge energético contribuiría con hasta dos puntos porcentuales de crecimiento del PIB en los próximos diez años, siempre y cuando se eliminen los cuellos de botella en materia de infraestructura y se permita el acceso pleno al mercado energético canadiense (Lusinyan *et al.*, 2014). En el nivel local, la producción de energía contribuye con al menos 19 000 000 000 de dólares canadienses anuales a los gobiernos provinciales y territorios en forma de regalías, pagos de arrendamiento de tierras y licencias (Angevine y Green, 2013: vii), lo que permite el financiamiento de programas sociales y otras prerrogativas en las regiones productoras.¹⁰

Canadá cuenta con 173 600 000 000 de barriles de petróleo en reservas probadas,¹¹ que lo ubican como la tercera nación con mayores reservas en el mundo,

⁹ De acuerdo con algunas fuentes de información, el sector energético canadiense generó 663 000 empleos, el 4.4 por ciento del total de la nómina en Canadá en 2012 (Angevine y Green, 2013: v).

¹⁰ Se estima que tan sólo el desarrollo de las arenas bituminosas contribuiría con cincuenta mil millones de dólares canadienses anuales en regalías en 2033, comparado con los 4 500 000 000 de dólares canadienses obtenidos en 2011.

¹¹ *Recurso* se refiere a la cantidad de energía que puede ser potencialmente aprovechada. *Reserva*, por su parte, es la proporción recuperable del recurso. La cantidad de dicha reserva que se puede explotar en condiciones técnicas y económicas en el momento de la evaluación se le denomina *reserva probada*.

sólo detrás de Arabia Saudita y Venezuela¹² (US EIA, 2012). Además de las reservas conocidas en áreas de producción convencionales en tierra firme y costa afuera, se sabe que existen recursos prospectivos adicionales en el mar de Beaufort en el Océano Ártico, frente a las costas del Océano Pacífico y en el golfo de San Lorenzo.

En el caso del gas natural, las reservas probadas de Canadá lo ubican en el vigésimo lugar mundial (US EIA, 2012). La mayor parte se trata de recursos convencionales ubicados en la Cuenca Sedimentaria Occidental de Canadá, CSOC (Western Canada Sedimentary Basin, WCSB), en la costa oriental, en la región del Ártico y en la costa del Pacífico. Adicionalmente, Canadá cuenta con enormes reservas de gas, recuperables a partir de formaciones de baja permeabilidad en arenas confinadas y rocas de lutitas en Columbia Británica.

Entre 2011 y 2012, la producción de energía primaria¹³ total en Canadá aumentó un 3.3 por ciento, para alcanzar los 17 335 petajoules.¹⁴ El petróleo crudo contribuye con la mayor parte (el 42.9 por ciento), seguido por el gas natural (el 34.9 por ciento),¹⁵ la electricidad primaria (el 9.9 por ciento), el carbón (el 8.6 por ciento) y por los líquidos de plantas de gas natural (el 3.6 por ciento) (Statistics Canada, 2012: 8).

Canadá produjo en 2011 casi 3 700 000 000 de barriles diarios de petróleo (bdp), que lo sitúan como el sexto mayor productor a nivel global. De esta cantidad, 2 900 000 000 de bdp correspondieron a petróleo crudo y una pequeña porción a “condensados operacionales” (“lease condensates”).¹⁶ La producción de petróleo crudo en Canadá se origina a partir de tres fuentes principales: las arenas bituminosas de la provincia de Alberta, los recursos convencionales de la CSOC¹⁷ y los campos petroleros costa afuera del Océano Atlántico.

Respecto de los tipos de combustibles, el petróleo ligero convencional y condensado contribuyó con el 31 por ciento; el petróleo crudo pesado convencional con el 14 por ciento; el bitumen no mejorado con el 28 por ciento, y el petróleo crudo sintético con el 28 por ciento. Como se observa, los hidrocarburos no convencionales

¹² Las arenas bituminosas constituyen la vasta mayoría de las reservas probadas de petróleo del país, las cuales se ubican como las terceras reservas más importantes de recursos a nivel global.

¹³ Es la cantidad de energía que puede captar el individuo para ser aprovechada; se obtiene directamente de la naturaleza o a través de un proceso de extracción. Ejemplos de energía primaria son el petróleo y el gas natural que se extraen de yacimientos; el carbón y el uranio que se sacan de una mina; el movimiento de agua que es aprovechado al pasar por una turbina o los materiales que se consumen directamente, como es el caso de la leña para producir calor (Navarro *et al.*, 2013: 9).

¹⁴ Un petajoule (Pj) equivale aproximadamente a la cantidad de energía requerida para operar el Metro de Montreal durante un año.

¹⁵ Es interesante señalar que, hasta 2010, el gas natural representó la mayor proporción.

¹⁶ Los “condensados operacionales” son una mezcla que consiste, principalmente, en hidrocarburos más pesados que los pentanos y que se recupera en forma líquida a partir del gas natural (Peinado, 2013: 14).

¹⁷ La cual se extiende desde Columbia Británica y avanza a lo largo de Alberta, Saskatchewan y Manitoba.

contribuyeron con más de la mitad de la producción de Canadá (el 56 por ciento) en este año (NEB, 2013a: 9). Además, Alberta fue responsable de casi el 75 por ciento de la producción de crudo, en 2011 (Statistics Canada, 2011).

En 2012, la producción de petróleo crudo de Canadá aumentó en casi un 7 por ciento en relación con 2011. El crecimiento fue en gran medida atribuido al incremento en la producción in situ en las arenas bituminosas y a la producción de petróleo confinado (*tight oil*). También aumentó la producción de petróleo crudo sintético, al igual que la de bitumen no mejorado. Se espera que la producción de petróleo aumente considerablemente durante los próximos años, hasta llegar a los 5 800 000 000 de bdp, en 2035, como resultado de las inversiones crecientes para producir bitumen a partir de las arenas bituminosas y petróleo crudo de las formaciones de lutitas y de otros yacimientos de baja permeabilidad.¹⁸

Estos desarrollos convertirían a Canadá en el cuarto o tercer productor más importante de petróleo en el mundo, en 2030 (Angevine y Green, 2013: iii), cuando su participación en la producción mundial de crudo aumente desde el actual 4.75 por ciento hasta llegar al 5.75 por ciento (FMI, 2014).

En cuanto al consumo energético, entre 2010 y 2011, el sector que más incrementó su participación fue justamente el de la extracción de gas y petróleo y de la minería (el 13 por ciento). Los productos refinados de petróleo (el 38 por ciento) fueron la fuente principal de consumo de energía de Canadá, en 2012, seguido del gas natural (el 30 por ciento) y la electricidad primaria (el 22.5 por ciento) (NEB, 2013b: 8). En Canadá, el consumo de energía se concentra fundamentalmente en tres provincias: Ontario, Alberta y Quebec, las cuales contribuyeron con casi el 75 por ciento de la energía consumida, en 2012.

Como hemos dicho, Canadá es un exportador neto de la mayor parte de los bienes y servicios energéticos. En 2012, el 58 por ciento de la energía primaria producida se destinó a los mercados de exportación, principalmente a Estados Unidos. En este año, Canadá exportó el 73.5 por ciento de su producción de petróleo crudo, el 56 por ciento de su gas natural y el 23 por ciento de sus productos refinados de petróleo (NEB, 2013b: 8). Tan sólo en 2012, las exportaciones de petróleo crudo aumentaron en un 27 por ciento con relación a 2011. En este año, los ingresos netos, por exportaciones de hidrocarburos, ascendieron a 63 000 000 000 de dólares canadienses (NEB, 2013a: 4).

En el caso del gas natural, Canadá contribuye con casi el 90 por ciento de las importaciones de Estados Unidos. Canadá exportó vía ducto hacia la nación vecina un total de tres mil cien trillones de pies cúbicos (Tpc), debajo del nivel pico de 3.9 Tpc

¹⁸ Se calcula que, en 2035, las arenas bituminosas contribuirán con el 86 por ciento de la producción en Canadá, comparado con el 57 por ciento que tuvieron en 2012 (NEB, 2013a: 37-38).

alcanzado en 2007. Aunque Canadá tiene planes de exportar gas natural licuado (GNL), todo el que exporta actualmente se envía a los mercados estadounidenses vía ducto.

En relación con las importaciones, a pesar de que, como hemos visto, Canadá cuenta con vastas reservas de energía, importa desde otras latitudes diversos hidrocarburos que consume: el 44 por ciento de petróleo crudo, el 33 por ciento del gas natural; el 13 por ciento de los productos refinados y el 7 por ciento del carbón (NEB, 2013b: 8). En el caso del petróleo, las importaciones de Canadá, en 2012, correspondieron aproximadamente a un tercio de sus exportaciones. En particular, las provincias atlánticas son dependientes de fuentes extranjeras en más del 80 por ciento de su consumo de este hidrocarburo, debido a cuestiones relacionadas con el mercado.¹⁹ Además, en 2011, Canadá importó de Estados Unidos 250 000 barriles diarios de productos petrolíferos.

Para realizar la importación y exportación de los productos energéticos, diversos ductos transportan cerca de 3 200 000 000 de bdp sobre una infraestructura de casi veinticinco mil millas. No obstante, debido a la indefinición sobre la aprobación de un número de proyectos de construcción e infraestructura energética adicional, una creciente cantidad de petróleo se transporta vía trenes, lo que implica desafíos y riesgos adicionales.

Consideraciones económicas y políticas conducen a Canadá a replantear vías para diversificar sus socios comerciales a través de la expansión de sus vínculos con otros mercados energéticos internacionales. Existen perspectivas para que, durante los próximos años, Canadá se vuelva exportador de gas natural licuado (GNL) a los mercados de Asia y Europa. Para ello, existen diversos proyectos de construcción de infraestructura de ductos²⁰ que llevarían los energéticos hacia los mercados internacionales.

En cuanto a la organización del sector energético, diversas instituciones federales y provinciales coordinan y regulan la política energética en Canadá. A nivel nacional, el Consejo Nacional de Energía (National Energy Board, NEB) es el regulador federal independiente, cuyo objetivo es promover la confiabilidad y la seguridad, la protección del medio ambiente y la infraestructura de los mercados energéticos, en beneficio del interés público²¹ canadiense (NEB, 2013a: 2). Existen

¹⁹ Las refinerías de las provincias canadienses del Atlántico, Quebec y Ontario, importaron aproximadamente 680 000 bdp, en 2011.

²⁰ Entre los más importantes destacan los siguientes proyectos: Keystone XL, que llevaría bitumen desde Alberta hasta Texas en Estados Unidos; Northern Gateway, que transportaría petróleo bituminoso de Alberta a la costa de Columbia Británica, así como Energy East, que llevaría petróleo hasta la costa este de Canadá.

²¹ El interés público corresponde a todos los canadienses y se define como el “equilibrio entre las consideraciones económicas, ambientales y sociales que cambian a medida que los valores y preferencias de la sociedad evolucionan con el tiempo” (NEB, 2013a: 2).

también autoridades regulatorias provinciales; la más grande e influyente es el Órgano de Conservación de los Recursos Energéticos de Alberta (Alberta Energy Resources Conservation Board, ERCB), que lleva a cabo gran parte de las labores de supervisión del sector en esta provincia.

En Canadá, la propiedad sobre los recursos energéticos es de orden privado y provincial. En este sentido, el sector petrolero incluye la participación activa de una multitud de compañías nacionales e internacionales. Debido a la sofisticación técnica del proceso de producción requerido en la explotación de los recursos no convencionales, una diversidad de empresas independientes, muchas de estas subsidiarias de las transnacionales petroleras invierten activamente para lograr la especialización regional y funcional.

Existen diversas compañías canadienses con presencia importante en el sector petrolero.²² En el mismo sentido, la participación de las compañías petroleras internacionales (IOC, por sus siglas en inglés), privadas o de propiedad estatal, ha crecido con celeridad.²³ La Ley de Inversiones estipula que cualquier inversión importante debe ser de “beneficio neto” para Canadá, indicando posibles límites en el control extranjero de materias primas estratégicas. Esto ha sido relevante en el caso de compañías chinas que han querido invertir en Canadá y han enfrentado procesos complicados.²⁴

Hidrocarburos convencionales

En términos generales, los hidrocarburos se clasifican en convencionales y no convencionales. La diferencia es que en los yacimientos convencionales, tradicionalmente explotados por la industria petrolera desde el siglo XIX, existe una roca madre en la que se origina el hidrocarburo y una roca almacén (propriadamente el yacimiento o depósito) en la que se acumula el energético que ha migrado desde la roca

²² Entre las compañías energéticas canadienses más importantes con presencia en la exploración, producción, refinación y distribución de hidrocarburos a nivel nacional se encuentran: Suncor (que adquirió Petro-Canada en 2009), Canadian Natural Resources Limited, Imperial Oil, Cenovus (que se escindió de Encana, líder en la producción de gas natural) y Husky. Otras empresas canadienses, particularmente Enbridge y TransCanada, dominan la construcción de infraestructura energética, junto con la estadounidense Kinder Morgan.

²³ Las compañías privadas estadounidenses involucradas en el sector energético canadiense incluyen a Chevron, Conoco Phillips, Devon Energy y Exxon Mobil. Otras *majors* que cuentan con proyectos de producción o en etapa de planeación en las arenas bituminosas son British Petroleum, Shell, Statoil y Total.

²⁴ Entre las compañías chinas que han invertido en el sector energético canadiense podemos mencionar a Petro China, CNOOC y Sinopec.

madre.²⁵ Para la extracción de los hidrocarburos convencionales, se utilizan técnicas tradicionales, como la perforación vertical.

En lo que respecta al petróleo convencional, el centro tradicional de producción petrolera en Canadá ha sido la CSOC, cuenca que sigue siendo una fuente significativa, al contribuir, en 2012, con aproximadamente el 18 por ciento del crudo ligero y pesado convencional canadiense.²⁶ No obstante, desde 2006, la producción de la CSOC ha sido superada por la de petróleo no convencional de las arenas bituminosas de Alberta.²⁷

Por otra parte, en 2010, la producción de petróleo ligero proveniente de regiones costa afuera en el este de Canadá alcanzó los 265 000 bdp, el 10 por ciento de la producción total de petróleo crudo.²⁸

En lo referente al gas natural convencional, a pesar de contar con un porcentaje relativamente pequeño de las reservas probadas mundiales, Canadá es el tercer principal productor mundial de este combustible y el cuarto exportador más importante, sólo detrás de Rusia, Noruega y Qatar. La gran mayoría de la producción convencional de gas natural de Canadá proviene de los campos de Alberta en la CSOC y de los yacimientos de Columbia Británica. En 2012, la producción canadiense de gas natural continuó declinando. Los precios de este combustible eran demasiado bajos para cubrir los costos y adicionar una nueva capacidad de producción, excepto en algunos yacimientos en donde el factor económico fue compensado con la producción de GNL, que recibe un precio más alto que el gas seco.

Hidrocarburos no convencionales

Este tipo de hidrocarburos incluyen los energéticos que no son obtenidos mediante métodos convencionales de perforación, esto es, la referencia está en las técnicas de extracción que se utilizan (Peinado, 2013). Canadá cuenta con vastos recursos energéticos no convencionales, particularmente las arenas bituminosas (*tar sands*), también llamadas arenas petrolíferas (*oil sands*), así como de gas y petróleo de lutitas

²⁵ Para una explicación extensa del proceso véase Peinado (2013).

²⁶ Esto debido a que los precios del petróleo se han mantenido suficientemente altos para costear la perforación de petróleo; al mismo tiempo, el descenso de los precios del gas natural ha llevado a las compañías a reorientar sus inversiones en perforación, de gas a petróleo.

²⁷ Se espera que las tasas de declinación en la producción de petróleo convencional en la CSO se reduzcan en los años venideros, en la medida que se apliquen técnicas mejoradas de recuperación en los viejos pozos y en los nuevos depósitos de recursos.

²⁸ La exploración y producción mar adentro está confinada por una serie de impedimentos regulatorios y legales, como la moratoria de 1972 a los campos costa afuera de la costa del Pacífico o a los avances en la perforación en el Ártico.

(*shale gas, shale oil*) y de gas y petróleo confinado (*tight gas, tight oil*).²⁹ Se espera que en los próximos años la vasta mayoría de las reservas de hidrocarburos y el crecimiento futuro esperado en la producción de combustibles líquidos, en Canadá, provenga a partir de fuentes no convencionales como las arenas bituminosas.

Hasta hace poco, la dificultad para extraer las arenas bituminosas hacía económicamente inviable su desarrollo. Dado lo sofisticado de la tecnología y el costo involucrado en ésta, su producción tiene un precio relativamente mayor al punto de equilibrio: los rangos de costos que se citan frecuentemente van de los cuarenta a los setenta dólares canadienses para los proyectos in situ y de los ochenta a los noventa dólares canadienses para los proyectos de minería superficial más recientes. Las posibilidades de inversión en las arenas bituminosas son sensibles a los precios del petróleo. Debido a que en los últimos años la demanda global de crudo ha superado la oferta, los precios han aumentado constantemente, y ahora es rentable procesar petróleo a partir de estos hidrocarburos no convencionales.

En Canadá, el crecimiento reciente de la producción de hidrocarburos lo encabezan el bitumen y el petróleo crudo sintético, producidos ambos a partir de las arenas bituminosas. El bitumen es un tipo de petróleo crudo pesado, viscoso, el cual es “mejorado” (*upgraded*) en unidades de procesamiento complejas, mediante diversos condensados u otro tipo de aceites ligeros que le permiten fluir y ser transformado en petróleo crudo sintético, más ligero y suave. El bitumen también se refina directamente, mediante procesos técnicamente más complicados y más costosos, para obtener productos petrolíferos con menores tasas de retorno energético (TRE).³⁰ En 2011, de la producción de petróleo crudo y equivalentes, aproximadamente el 28 por ciento correspondió a petróleo crudo sintético y el 25 por ciento a bitumen crudo no mejorado (Statistics Canada, 2011).

Mientras que el petróleo convencional se extrae de pozos, los depósitos de arenas bituminosas se explotan utilizando técnicas de minería superficial o se les hace fluir hacia pozos por medio de técnicas in situ,³¹ que reducen la viscosidad del

²⁹ Otros recursos no convencionales son las pizarras bituminosas (*oil shale*), el petróleo del Ártico y de aguas profundas (*Arctic and deep water oil*), el petróleo extrapesado (*extra-heavy oil*), los biocombustibles (*biofuels*), los líquidos procedentes de la conversión del carbón y del gas (*coal-and gas-to-liquids*), la recuperación mejorada del petróleo (*enhanced oil recovery*), el metano de lecho de carbón o grisú (*coal bed methane*), el gas del Ártico y de aguas profundas (*Arctic and deepwater gas*), los hidratos de gas (*gas hydrates*), el biogás (*biogas*) y la gasificación del carbón in situ (*in situ coal gasification*) (Hughes, 2013).

³⁰ Explicada simplemente, la TRE resulta de un cociente que se calcula dividiendo la energía útil obtenida en un proceso entre la energía invertida en desarrollar y mantener dicho proceso (Peinado, 2013: 164).

³¹ Los cuatro procesos in situ que se usan o con los que se experimenta son el drenaje gravitacional asistido con vapor (*steam assisted gravity drainage, SAGD*); la estimulación cíclica con vapor (*cyclic steam stimulation, CSS*); el proceso de extracción por vapor (*vapor extraction process, Vapex*) y la inyección de aire caliente (*toe to heel air injection, THAI*).

bitumen con vapor o solventes. En promedio, se necesitan dos toneladas de arenas bituminosas para obtener un barril de petróleo. Los recursos minerales a cielo abierto son más escasos que los profundos. En Canadá, el 80 por ciento de los recursos que proceden de las arenas bituminosas están a tales profundidades que no son extraíbles por medio de la minería superficial. Actualmente, los proyectos de desarrollo de arenas bituminosas más importantes son de minería superficial, aunque existe un creciente número de proyectos in situ.

Se estima que Canadá cuenta con aproximadamente 170 000 000 000 de barriles en recursos técnica y económicamente recuperables³² de arenas bituminosas, que corresponden al 98 por ciento de las reservas de petróleo probadas de este país. Los pronósticos señalan que la producción de estos recursos no convencionales aumentará de 1 600 000 000 de bdp en 2011,³³ que casi se duplicarán con 3 100 000 000 bdp hacia 2020, a 4 200 000 bdp en 2025 y a 5 000 000 bdp hasta 2030.

En cuanto al gas y petróleo en formaciones de lutitas, Canadá cuenta con varias cuencas de hidrocarburos de gran tamaño, las cuales contienen formaciones de lutitas gruesas, ricas en materia orgánica (US EIA-ARI, 2013: I-1). Para la exploración y producción de estos recursos, se utiliza la tecnología no convencional de la perforación horizontal mediante la fractura hidráulica (*fracking*), que consiste en romper las rocas que albergan los hidrocarburos (gas o petróleo) mediante la inyección a presión de un compuesto de agua, arena y productos químicos a gran profundidad.

Existen vastos depósitos gasíferos en la CSOC en forma de gas de lutitas, de gas confinado, o de metano de lecho de carbón (*coal bed methane*, CBM). No obstante, estos recursos no han sido desarrollados tan extensamente como ha ocurrido en formaciones similares en Estados Unidos. Existen cinco extensas cuencas sedimentarias en el oeste de Canadá que cuentan con este tipo de combustibles no convencionales.³⁴ La cuenca de Horn River contiene la mayor proporción de los recursos totales y la formación Montney satisfecería las necesidades gasíferas canadienses durante ciento cuarenta y cinco años (NEB, 2013a).

En el mismo sentido, la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico han vuelto la producción de “petróleo confinado” (*tight oil*)³⁵ de las formaciones de baja permeabilidad una alternativa cada vez más atractiva frente a la producción de

³² Fue en el año 2003 cuando las arenas bituminosas fueron consideradas por primera vez por las principales instituciones energéticas internacionales como “recursos técnicamente recuperables”.

³³ Como hemos dicho, las arenas bituminosas contribuyeron con más de la mitad de la producción de hidrocarburos en 2011, proporción que ha aumentado sostenidamente durante las décadas recientes.

³⁴ Horn River, Cordova Embayment y Liard, en el norte de Columbia Británica; Deep Basin/Montney en el centro de Alberta y Columbia Británica, y Colorado Group en el centro y sur de Alberta.

³⁵ En el caso de estos recursos, la roca madre en donde se ubican puede ser una roca aún más compacta (*tight*), de permeabilidad aún más baja que la que define el rango de las lutitas propiamente dichas, como areniscas compactas o carbonatadas de grano fino.

petróleo convencional. A fines de 2011, la producción de este tipo de combustible no convencional, en la CSOC, superó los doscientos mil bdp. Los dos yacimientos más prolíficos fueron Bakken —que se extiende por el sur de Saskatchewan y Manitoba, hasta la parte norte de Montana y Dakota del Norte, en Estados Unidos— y el de Cardium en Alberta.

Electricidad y energías renovables

La mayor parte de la energía eléctrica, en Canadá, se genera mediante hidroelectricidad³⁶ y el resto se obtiene en plantas térmicas convencionales, de lo cual dos terceras partes son producidas con carbón y la parte restante con gas natural o, en menor medida, con petróleo. En 2012, la generación total de electricidad alcanzó los 690 terawatts/hora (TWh). La hidroelectricidad contribuyó con 390 TWh, la núcleo-electricidad con 91 TWh, la térmica con 137 TWh y la eólica, maremotriz y solar con 12 TWh. Cabe mencionar también que, en aras de combatir el cambio climático, Canadá ha adoptado una política para prohibir el uso de carbono para generar electricidad en el futuro.

Canadá es ya un importante exportador de electricidad gracias a su amplia capacidad para la generación de energía hidroeléctrica y a su proximidad con los importantes mercados eléctricos de Estados Unidos. Además, Canadá cuenta con el potencial para más que duplicar su capacidad hidroeléctrica, de aproximadamente los 75 000 megawatts (MW) a los 163 000 MW en el futuro.

En cuanto a las fuentes renovables, en 2012, se adicionaron 900 MW de capacidad eólica en Canadá, la mayor parte en Quebec, Alberta y Columbia Británica, lo que condujo a una capacidad eólica mayor a los 6 195 MW que representó un ingreso del 18 por ciento en relación con 2011 (NEB, 2013a: 16).

En años recientes, Canadá se convirtió también en un importante y creciente productor de energía eólica, debido en gran medida a políticas de apoyo a nivel federal y provincial. La capacidad eólica de Canadá fue de 5.5 GW a mediados de 2012, incluyendo 2.0 GW solamente de Ontario.

Conclusiones

Canadá es uno de los países más privilegiados en el mundo en cuanto a su dotación de recursos naturales, destacadamente en lo referente a los energéticos. Cuenta

³⁶ Sólo China y Brasil producen más hidroelectricidad que Canadá.

con vastas reservas de hidrocarburos (convencionales y no convencionales), uranio para la generación de núcleo-electricidad, así como enormes potencialidades en materia de energías renovables, en la que la hidroelectricidad es ya una realidad desde hace tiempo.

Durante los últimos años, ha logrado imponerse entre las élites políticas y económicas la postura de favorecer el megaextractivismo energético como una forma de atraer la inversión y generar los recursos necesarios para alcanzar el crecimiento y el desarrollo económico. No obstante, esta orientación de la política energética conlleva una serie de riesgos y tensiones que se perciben en la economía, el medio ambiente y la sociedad.

Bibliografía básica recomendada

DOERN, BRUCE G., ed.

2005 *Canadian Energy Policy and the Struggle for Sustainable Development*. Toronto: University of Toronto Press.

GRINSPUN, RICARDO y YASMINE SHAMSHI

2007 *Whose Canada? Continental Integration, Fortress North America, and the Corporate Agenda*. Toronto: McGill-Queens University Press.

LAXER, GORDON

2008 *Freezing in the Dark. Why Canada Needs Strategic Petroleum Reserves*. Edmonton; Parkland Institute Polaris Institute.

THOMPSON, DAVID y KEITH NEWMAN

2009 *Private Gain or Public Interest. Reforming Canada's Oil and Gas Industry*. Ottawa: Parkland Institute-Canadian Centre for Policy Alternatives.