

15. El transporte de productos energéticos en Canadá y el futuro de la industria de la energía canadiense

LAWRENCE DOUGLAS TAYLOR HANSEN*

DOI: <https://doi.org/10.52501/cc.188.15>

Resumen

Se presenta el análisis de la industria del transporte de productos energéticos en Canadá y el futuro de la industria de la energía canadiense.

Palabras clave: *Cadenas globales de suministro, integración económica, inversión extranjera directa (IED), nearshoring, energía.*

Clasificación JEL: F15, F21, F23, L60, Q4.

Introducción

Desde finales de la Segunda Guerra Mundial, los gobiernos del mundo han prestado un creciente interés en lo que se ha detectado, con base en la acumulación de estadística, como una correlación estrecha entre el consumo de la energía y el crecimiento económico. Se ha observado, por ejemplo, que los países más ricos son aquellos que tienen el consumo más elevado de energía per cápita (Guyol, 1960, 65-77).

En los últimos años Canadá, ha llegado a lo que parece ser una bifurcación en términos de lo que podría ser el desarrollo principal de su industria

* Doctor en Historia de América Latina. Profesor-investigador del Departamento de Estudios Económicos, El Colegio de la Frontera Norte, México. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6409-9615>

energética. Por un lado ha sido, durante el último medio siglo o más, un líder de los países del continente en el comercio y suministro transfronterizo de productos energéticos, principalmente de petróleo y gas, a Estados Unidos. Por otro lado, sin embargo, con el desarrollo e hincapié en las políticas de energía “limpias”, también se ha enfocado en la expansión y diversificación de las llamadas fuentes de energía “verdes”, sobre todo la generación y distribución de la energía hidroeléctrica.

Las provincias de Canadá cuentan con ricos yacimientos de combustibles fósiles en gran o menor medida;¹ también hay ciertas zonas en el Yukón, el North West Territories (NWT) y Nunavut en donde existen yacimientos de petróleo y gas, incluso dentro de la zona del archipiélago del Ártico canadiense. Asimismo, todas las provincias e incluso algunas porciones de los NWT también cuentan con recursos hidroeléctricos, aunque varios sitios no han sido desarrollados, o solo parcialmente en algunos casos.

En el caso de Canadá, debido a su gran extensión territorial, la cuestión de los medios de transporte de los productos de energía y sus respectivos costos se ha vuelto sumamente crítica. A partir de mediados del siglo xx el impulso por parte de los productores de los dos grandes ramos de producción de energía en Canadá —los combustibles fósiles y la electricidad—, ha sido en la dirección de construir, en el caso del primero, de oleoductos y gasoductos, y, en el caso del segundo, grandes presas en regiones seleccionadas del país, junto con la construcción de líneas de transmisión del tipo long distance energy transmission (LDET) (transmisión de energía a larga distancia). Por medio de los primeros (los oleoductos y gasoductos), se espera poder transportar grandes cantidades de combustibles fósiles desde regiones lejanas y aisladas en el norte, o desde ciertas áreas de concentración de estos minerales en las regiones del interior, como en el caso de Alberta y Saskatchewan, por ejemplo, a los mercados de consumo domésticos en el oeste y este de Canadá o en el extranjero. Del mismo modo, por medio de la construcción de las líneas de transmisión LDET, se contempla transmitir grandes cantidades de electricidad generada por la serie de grandes presas construidas en las cuencas de los sistemas fluviales de las partes septentrio-

¹ El Nuevo Brunswick constituye una anomalía en este sentido pues, aunque no produce petróleo, se procesan productos de petróleo y gas en sus refinerías para el consumo regional y el mercado de exportación.

nales de algunas de las provincias, y de fuentes semejantes en los territorios, a las zonas pobladas del sur del país y a Estados Unidos.

El proyectado gasoducto del valle del río Mackenzie (1970-1977 y 2010-2017)

Uno de los primeros megaproyectos planeados en torno a la construcción de oleoductos y gasoductos para el transporte de combustibles fósiles desde las regiones más apartadas de Canadá hacia los mercados de consumo en el sur del país, Estados Unidos y en otros países, fue el del valle del río Mackenzie. En términos generales, los distintos proyectos y planes ideados en torno a este esquema propusieron la construcción de una ruta de gasoductos, seguida por uno de oleoductos, para transportar el petróleo y gas descubiertos en el mar Beaufort, el archipiélago canadiense del Ártico y la región del delta del río Mackenzie en la costa norte de los Territorios del Noroeste, hacia los mercados ubicados en el sur, y, con el tiempo, a los de ultramar.

Tal idea surgió por primera vez durante los gobiernos del primer ministro Pierre Elliott Trudeau (1968-1979 y 1979-1984) como un intento para capitalizar sobre el importante descubrimiento petrolero realizado por las compañías Atlantic Richfield y Humble Oil en el área de la bahía Prudhoe en la costa norte de Alaska en marzo de 1968. Si bien las compañías inversionistas involucradas en el proyecto de la bahía de Prudhoe ya tenían planes para la construcción de un oleoducto desde la costa norte de Alaska hasta el puerto de Valdez en la costa sur, también surgieron propuestas para la construcción de un gasoducto para el transporte de gas natural desde la región del delta del río Mackenzie hasta Alberta. Posteriormente, la ruta también podría ser modificada para el transporte de gas y petróleo. A principios de los setenta, el consorcio Canadian Arctic Pipeline Limited, integrado por 27 productores de petróleo (entre ellos Exxon, Gulf, Shell y TransCanada Pipelines), propusieron una ruta desde la bahía Prudhoe hasta Alberta para luego conectarse con los sistemas de distribución en Estados Unidos. Otro consorcio, Foothills Pipe Lines Limited, integrado por Alberta Gas Trunk Line (Nova Chemicals Corporation) y Westcoast Transmission), propuso

una ruta más corta desde el delta del río Mackenzie hasta Alberta (Dosman, 1975, 23).

El proyecto del gasoducto del valle Mackenzie también estuvo vinculado con otros dos proyectos en el lejano norte de Canadá: el Polar Gas Project y el de la compañía Panarctic Oils. Estos dos proyectos tuvieron como objetivo la exploración y, en caso de que los resultados fueran muy positivos, la explotación de los yacimientos encontrados mediante la construcción de oleoductos y gasoductos que serían conectados al sistema de oleoductos y gasoductos que se planeaba construir a lo largo del valle Mackenzie (Kausinen, 1983, 217-226).

El Polar Gas Project fue iniciado en 1972 con el propósito de determinar los medios más eficaces para transportar las reservas naturales de gas desde las áreas del Ártico canadiense hasta los mercados ubicados en el sur del país. Las empresas canadienses involucradas en dicho proyecto eran, entre otras: TransCanada Pipelines (como la compañía encargada del proyecto en general), Panarctic Oils, Tenneco Oil of Canada, la Ontario Energy Corporation y Petro-Canada. La ruta planeada abarcaría unos 4 989 km de gasoducto, una parte sustancial del cual sería construido a través de suelos de tipo *permafrost* (hielo congelado permanentemente). Las partes más difíciles de construir consistirían en dos porciones de gasoducto subacuático entre la isla de Victoria y la costa continental de Canadá en el Ártico (los estrechos de Dolphin y Union), y entre las islas Victoria y Melville, ubicadas más al norte. El gasoducto, cuya terminal fue fijada en Longlac, Ontario, tendría una capacidad máxima de alrededor de 3.3 mil millones de pies cúbicos de gas diarios.

Una comisión real, encabezada por el juez Thomas Berger, fue establecida en marzo 1974 para decidir sobre el asunto. Después de llevar a cabo varias audiencias con representantes de los pueblos indígenas y ambientalistas en el NWT y el Yukón, Burger y su equipo de investigadores prepararon un informe detallado, que fue publicado en abril de 1977. El informe concluyó que, aunque se consideraba factible la construcción del gasoducto, el proyecto representaba un peligro para la vida natural de la zona y la de sus habitantes. Por lo tanto, se recomendó un *moratorium* (moratoria o periodo de espera) durante el cual no se podría realizar ninguna etapa de la construcción. Otro factor que contribuyó al desplome del proyecto fue el

hecho de que, para mediados de los ochentas los precios del combustible habían bajado considerablemente a nivel mundial y también se habían descubierto nuevas fuentes de gas y petróleo en distintas regiones del mundo (Berger, 1977, 191-200). Aunque el proyecto fue resucitado en 2004, con una nueva propuesta para construir un gasoducto por el valle del Mackenzie, fue abandonado finalmente en 2017 debido a la situación desfavorable con respecto a los precios de gas natural, así como el largo tiempo requerido para satisfacer las demandas reglamentarias impuestas por el gobierno federal (Strong, 2017).

Los esfuerzos para ampliar la red de oleoductos y gasoductos de Alberta

La provincia de Alberta queda algo aislada con respecto a su acceso a los puertos ubicados en las costas este y oeste de la nación, así también con respecto a muchas regiones del continente. Por lo tanto, durante las últimas dos décadas las grandes empresas petroleras de la provincia han iniciado varios proyectos para la construcción de oleoductos y gasoductos de gran alcance para mejorar los vínculos de transporte de sus productos con las zonas portuarias importantes de Canadá, Estados Unidos e incluso, con el tiempo, también con México.

Enbridge Northern Gateway (2006-2016)

En 2008 la empresa multinacional Enbridge, cuyas oficinas principales se encuentran en Calgary, propuso la construcción de un doble gasoducto/oleoducto de unos 1 170 km de extensión, desde Bruderheim, Alberta, hasta el puerto de Kitimat, British Columbia. El oleoducto transportaría betún diluído desde la región de las llamadas *tar sands* (arenas oleaginosas) desde Bruderheim hasta Kitimat, para luego ser transportado en barcos hacia Asia. Referente al transporte de productos de regreso, el gasoducto llevaría gas natural condensado de Kitimat hacia Bruderheim.

Desde un principio el proyecto fue criticado por los pueblos indígenas

(*first nations*) por cuyas tierras atravesaría el gasoducto/oleoducto, así como algunos de los municipios (incluyendo la Union of BC Municipalities), ambientalistas y opositores de la extracción de petróleo de las arenas oleaginosas en general, debido a lo que consideraron como riesgos ambientales, económicos, sociales y culturales para los pobladores de la zona. En junio de 2014 el gobierno federal aprobó el proyecto, pero lo condicionó al cumplimiento de 209 requerimientos. Entretanto, Enbridge prestó mayor atención a sus otros proyectos y dejó pendiente el proyecto Northern Gateway. En 2015, poco después de asumir al poder, el primer ministro Justin Trudeau prohibió la operación de tanqueros petroleros a lo largo de la costa septentrional de la Columbia Británica; con esta acción el primer ministro puso fin al plan para la exportación de betún diluído a Asia. Finalmente, el 29 de noviembre de 2016 Trudeau oficialmente rechazó los planes para el proyecto (Souza, 2014).

Energy East (Trans-Canada) (2013-2017)

A principios de agosto de 2013, la compañía petrolera TransCanada (ahora Energy East), cuyas oficinas principales también se encuentran en Calgary, anunció la construcción de un oleoducto para transportar el betún diluído desde Hardisty, Alberta (por donde sería recogido de varios puntos de recolección en Alberta y la Dakota del Norte) hasta la refinería de la compañía Irving Leonard en Saint John, Nuevo Brunswick. Para realizar el proyecto se tendría que reconvertir alrededor de 3 000 km del ya existente gasoducto TransCanada (construido a mediados de los cincuenta) para poder cargar el nuevo material (el betún diluído). También se tendrían que construir nuevas secciones de oleoducto en algunas partes del país, junto con estaciones de bombeo, así como facilidades para el almacenaje de petróleo en determinados lugares. En noviembre de 2014 TransCanada hizo una solicitud a la National Energy Board (NEB) (Junta Nacional de Energía) para la aprobación oficial de su proyecto.

Aunque el gobierno liberal de la provincia de Nuevo Brunswick favoreció el proyecto, al citar su contribución a la creación de empleos en la entidad y de beneficios económicos en general, hubo bastante oposición en

Quebec, particularmente por parte de su primer ministro, Phillippe Couillard, y el alcalde de Montreal Denis Coderre. En parte, la oposición quebequense se debió al descarrilamiento, el 6 de julio de 2013, de un tren de carga que llevaba petróleo procedente del campo petrolero de Bakken, Dakota del Norte. El accidente resultó en una gran explosión que devastó el centro del pueblo de Lac-Mégantic y provocó la muerte de 47 personas. Otra razón, argumentada principalmente por los ambientalistas, fue que la construcción de facilidades portuarias en Cacouna, sobre el río San Lorenzo cerca de la ciudad de Quebec, podría tener efectos adversos para las ballenas belugas que poblaban las aguas cercanas. El proyecto también fue criticado por los representantes de las *first nations*, por cuyas tierras el oleoducto atravesaría. El Pembina Institute, el NEB y los gobiernos de Ontario y Quebec pidieron que, antes de que fuera aprobado el proyecto, se consideraran sus posibles impactos en términos de emisiones de carbón.

El 5 de octubre de 2017, en vista de la creciente ola de oposición, incluso por parte del primer ministro Trudeau, quien, como se ha visto, había pronunciado en contra del proyecto de Northern Gateway en 2016, TransCanada anunció la cancelación del proyecto.

Trans Mountain (extensión) (2019-2023?)

El oleoducto Trans Mountain es un sistema que fue construido originalmente en 1953 para transportar petróleo crudo y refinado entre Alberta y la costa sur de la Columbia Británica. El dueño original era la compañía Kinder Morgan de Canadá, división canadiense de la compañía multinacional cuyas oficinas principales se encuentran en Houston, Texas. El 31 de agosto de 2018 el oleoducto fue adquirido por la empresa Trans Mountain, subsidiaria de la empresa estatal federal Crown Development Investment Corporation.

En 2013 Kinder Morgan solicitó a la NEB permiso para construir un segundo oleoducto que se extendería paralelo al primero, con el fin de aumentar la capacidad de la línea de unos 300 000 barriles por día (48 000 mc/d) a 890 000 barriles por día (141 000 mc/d). El segundo oleoducto transportaría tipos de petróleo más pesados, así como tipos ligeros, mientras que el

primero transportaría tipos de petróleo más pesados, petróleo crudo sintético y tipos de petróleo ligeros. Al igual que en el caso de los proyectos Energy East y Enbridge Northern Gateway, la propuesta provocó la oposición de grupos de ambientalistas y de las *first nations*.

Al adquirir el oleoducto Trans Mountain, la nueva empresa (Trans Mountain) inició una nueva serie de discusiones con los grupos indígenas cuyas tierras serían impactadas por su construcción. Aunque la Federal Court of Appeal (Tribuna Federal de Apelaciones) de Canadá había cancelado la aprobación del proyecto por parte de la NEB, en junio de 2019 el governor in council (GIC) (gobernador en consejo) dio órdenes a la NEB para que ésta emitiera el certificado para la construcción y operación del doble oleoducto. El proyecto recibió una aprobación definitiva por parte del gobierno a principios de julio de 2020, cuando la Suprema Corte de Canadá declaró nula la decisión anterior de la Tribuna Federal de Apelaciones.

A pesar de la epidemia de COVID-19, las reducciones en los precios de petróleo, y el incremento sustancial en los costos estimados del proyecto, el trabajo de construcción iba adelante. No obstante, en febrero de 2022 el gobierno federal anunció que suspendería el otorgamiento de fondos de la tesorería federal para el proyecto; aclaró, sin embargo, que la construcción podría continuar por medio de la obtención de dinero de fuentes particulares (Williams, 2022).

Keystone XL (TC Energy; TC Energy Canada, 2008-2021)

El sistema de oleoductos designado como Keystone Pipeline fue comisionado en 2010 por la compañía canadiense TC Energy (antiguamente TransCanada Corporation) para el transporte de petróleo desde Hardesty, en el corazón de la Western Canadian Sedimentary Basin (cuenca sedimentaria del oeste de Canadá), a refinerías en Illinois y Texas, así como al patio de tanques y centro de distribución en Cushing, Oklahoma. Fue una continuación de un sistema de oleoductos y gasoductos construidos entre Alberta y Estados Unidos desde mediados del siglo xx. Para 2013 se había terminado la etapa del proyecto hasta las refinerías de los estados del Medio Oeste, con la capacidad para transportar hasta 590 000 barriles (94 000 mc) por día. La

primera parte de la siguiente etapa del proyecto, comisionada en enero de 2014, tuvo la capacidad para el transporte de hasta 700 000 barriles (110 000 mc) por día a las refinerías de Texas. La segunda parte de esta etapa, llamada “Houston Lateral Project”, para conectar el sistema a la región de las refinerías y facilidades de almacenaje de petróleo en el área de Houston, fue comisionada en 2016 y volvió a ser operativa en 2017.

La siguiente etapa del proyecto, denominada Keystone XL (“Export Limited”), fue diseñada para conectar la terminal del oleoducto de la región original del sistema, en Hardisty, Alberta, con Steele City, Nebraska, por medio de una ruta más corta y un oleoducto de un diámetro más grande. Fue proyectado para pasar por Baker, Montana, donde el petróleo ligero crudo de la cuenca de Williston (de la formación geológica de Bakken de Montana y la Dakota del Norte), hubiera sido agregado al petróleo crudo sintético (*syncrude*) y el betún diluido procedentes de las arenas oleaginosas de Alberta.

Al igual que los demás proyectos mencionados en esta sección, Keystone XL pronto se volvió en el blanco de ataques por parte de los ambientalistas, hasta el grado de convertirse en símbolo del conflicto intenso contra los cambios climáticos y el uso de hidrocarburos. En 2015 el presidente Barack Obama, bajo la presión de grupos que abogaban por la supresión del uso de combustibles fósiles, rehusó otorgar el requerido permiso presidencial para que se pudiera construir el tramo del oleoducto de esta fase del proyecto en suelo estadounidense, provocando, a su vez, un pleito judicial por parte de TC Energy contra el gobierno de Estados Unidos por ser una violación del acuerdo del TLC. No obstante, poco después de que el nuevo presidente Donald Trump asumió el poder en la última semana de enero de 2017, se anunció su autorización para que la compañía pudiera terminar con la construcción del oleoducto XL. El 20 de enero de 2021, sin embargo, el presidente Joe Biden revocó el permiso que había otorgado el gobierno anterior de Trump, y, pocos meses después, el 9 de junio de 2021, TC Energy abandonó el proyecto (Brown, 2021).

Hasta cierto punto, el problema experimentado por el proyecto Keystone XL también ha sido el caso con otro proyecto de Enbridge para la construcción de un túnel como parte de un plan para proteger el tramo de su oleoducto y gasoducto (doble línea) que se extiende debajo del estrecho de

Mackinaw entre las porciones sur y norte del estado de Michigan. Dicho tramo forma parte de la llamada Line 5 Pipeline de Enbridge, que se extiende desde Wisconsin hasta Sarnia, Ontario, y que suministra a Michigan con aproximadamente la mitad de sus requerimientos de propano, y también de petróleo ligero para las refinerías ubicadas en Michigan, Ohio, Pennsylvania, Ontario y Quebec. El oleoducto y gasoducto, que fueron construidos originalmente en 1953, requieren mantenimiento y reparaciones en algunos de sus segmentos. En vista de los daños que las anclas de los barcos de transporte que pasan por el estrecho de Mackinac han hecho al oleoducto y gasoducto en los años anteriores, añadido a las protestas populares surgidas a causa del derrame de petróleo en la Kalamazoo Line 6B de Enbridge en 2010, el gobierno de Michigan ha negado dar su aprobación para la construcción del túnel propuesto por la empresa. Dio órdenes a Enbridge a cesar operaciones en Line 5 Pipeline para mayo de 2021 a más tardar.

El gobierno de Trudeau, deseoso de respaldar a Enbridge, se ha apoyado en el artículo 9 del Transit Pipelines Treaty de 1977, para que se resuelva la disputa a nivel de los dos gobiernos federales. Durante una sesión de discusión en el Canadian House of Commons Special Committee on the Economic Relationship between Canada and the United States (Comité especial sobre la relación económica especial entre Canadá y Estados Unidos, de la Cámara de Comunes canadiense), un funcionario de Natural Resources Canada (Recursos Naturales de Canadá) argumentó que la clausura de la Línea 5 resultaría en un gran incremento de petróleo y gas en el transporte por ferrocarril y camión para poder suministrar adecuadamente las regiones del este de Canadá con estos materiales (Myers, 2021).

El transporte de petróleo y gas por ferrocarril

Desde luego, casi desde los inicios de la industria petroquímica en Canadá y Estados Unidos, siempre ha existido y operado el transporte de petróleo y gas por ferrocarril. Si bien el enfoque principal de los productores de petróleo, sobre todo con respecto a los grandes campos petroleros en Alberta, ha sido con respecto a la construcción de oleoductos y gasoductos para conectarlos con los puertos de embarque marítimo en el país o con las áreas

en que se encuentran las refinerías y poblaciones de consumidores, todavía existe la opción, así como la realidad, de su transporte actual por medio de los ferrocarriles.

En los años más recientes, el transporte del petróleo o betún diluido (en algunos casos) por líneas ferroviarias canadienses o por territorio canadiense, ha abarcado envíos de estos productos desde los campos petroleros de Bakken en la Dakota del Norte hasta los puertos de Montreal y otras ciudades portuarias ubicadas en el este de Canadá. El transporte por ferrocarril es, desde luego, más arriesgado que el de oleoductos y gasoductos, en términos de las posibilidades de accidentes, daños ambientales y materiales e incluso pérdidas de vida. Ya se ha comentado sobre el accidente que ocurrió en Lac Mégantic, Quebec, y se ha especulado sobre las consecuencias funestas en caso de un accidente semejante en el centro de Winnipeg, Manitoba, por donde pasan los trenes diariamente con este tipo de cargamento (Robertson, 2019).

En vista de la lentitud del proceso de conseguir aprobación para los varios proyectos para la construcción de mega oleoductos y gasoductos, el gobierno de Alberta ha hecho sus propios planes y preparativos para transportar, por su propia cuenta, el petróleo producido por la zona de las *tar sands* a los varios mercados nacionales y extranjeros. A finales de noviembre de 2018 la primera ministra de Alberta, Rachel Notley, indicó que Alberta se encontraba comprando unos 7 000 furgones y 80 locomotoras para organizar envíos de dos trenes diarios hacia los puertos ubicados en la Columbia Británica y el este del país. Tales medidas drásticas, como las de Notley, han agravado mucho el estado de tensión en torno al transporte de materiales hidrocarburos en Canadá y Estados Unidos (McCarthy, 2013; Nguyen, 2018).

Por otro lado, hay que agregar que, en los últimos años, la empresa ferroviaria Canadian Pacific Railway (CPR) ha iniciado la construcción de locomotoras especialmente construidas para utilizar hidrógeno como combustible en lugar de diésel. De esta manera, por lo menos en este ramo particular de transporte, se está realizando la conversión del uso de la energía “sucía” a una que es “limpia”. El tipo de locomotora en cuestión utiliza pilas de combustible y baterías para accionar o los motores de tracción eléctricos de las unidades. Por añadidura, en apoyo a la iniciativa de la CPR, el grupo ATCO de Calgary está construyendo dos estaciones en Calgary y Edmonton para

la producción y reabastecimiento de locomotoras con hidrógeno (Luczak, 2022; ATCO, 2022).

El impulso hacia la producción de “energía limpia”

En la actualidad, aproximadamente 60% de la electricidad producida en Canadá es generada por la industria hidroeléctrica en las provincias y territorios. Es esta forma de generar la electricidad la que tiene las mayores posibilidades para ser expandida en el futuro próximo, dado que existen varios sistemas fluviales en el norte y otras regiones del país que puedan ser desarrolladas o explotadas más intensamente en algunos casos, para generar las grandes cantidades de electricidad adicionales que los encargados de planificación juzgan necesarias para satisfacer las demandas de los mercados nacionales e internacionales.

Nuevos proyectos hidroeléctricos en el río Nelson

A lo largo del bajo curso del río Nelson existe un total de seis plantas generadoras hidroeléctricas (Kelsey, Kettle, Long Spruce, Jenpeg, Limestone y Wuskwatim) construidas, así como otras 16 plantas en varias etapas de planeación. De estas últimas, cuatro se encuentran programadas para ser construidas en el futuro inmediato: Keeyask (la antigua planta generadora Gull), con una capacidad de 630 megavatios (MW); Conawapa, con una capacidad de 1 380 MW; Notigi, con una capacidad de 100 MW, y Gillam Island, con una capacidad de 1 000 MW. En 1992 se inició el proyecto Conawapa, pero tuvo que ser postergado debido a que Ontario Hydro decidió no importar energía eléctrica de Manitoba. Manitoba Hydro, el servicio eléctrico de la provincia, está llevando a cabo todos estos proyectos.

Los proyectos hidroeléctricos del río Nelson requieren, además, la construcción de medios de transmisión de tipo HVDC (High Voltage Direct Current), suficientemente potentes para transmitir la energía generada en

estos sitios hasta el sur de Manitoba y también para suministrar algunas necesidades de la red eléctrica estadounidense en los estados de North Dakota y Minnesota. La primera línea de transmisión, Bipole I (895 km), fue construida entre 1966 y 1972. La segunda línea, Bipole II (937 km), fue llevada a cabo en dos etapas, la primera de las cuales fue concluida en 1978 y la segunda en 1985 (Nelson River Bipole 1, s.f.; Nelson River Bipole 2, s.f.).

Después de dos apagones graves provocados por fuertes vientos y un tornado en 1996 y 1997, respectivamente, se contempló la construcción de una tercera línea, Bipole III (1 400 km). La construcción de Bipole III se inició en 2012. En un principio se proyectó que se extendería a lo largo del lado este del lago Winnipeg; sin embargo, debido a que esta zona había sido reservada por el gobierno de la entidad para el uso de los grupos indígenas que la habitaban y para otros propósitos, se optó por construirla hacia el oeste de los lagos Winnipegosis y Manitoba, en la zona oeste de la provincia. De acuerdo con la nueva ruta, se extiende desde la nueva estación convertidora de Keewatinoow, sobre el río Nelson cerca del sitio de la planta generadora de Conawapa, hasta la estación convertidora Riel, del lado este de la Winnipeg Floodway, en la municipalidad rural de Springfield (Bipole 3, 2018).²

La presa “Site C”, Peace river (río Peace), Columbia Británica

La presa denominada “Site C”, programada para ser terminada de construir en 2025, se encuentra sobre el río Peace a unos 14 km al suroeste de Fort St. John, en la región noreste de la Columbia Británica. Constituye una continuación de la serie de grandes obras hidroeléctricas emprendidas por el gobierno del partido Social Credit del primer ministro William A. C. Bennett en la década de los sesenta. Las dos primeras presas construidas sobre el río fueron la presa W.A.C. Bennett, en 1968, a 19 km al oeste de Hudson’s Hope, y la presa Peace Canyon, en 1980, ubicada a 83 km río abajo de la primera. Tam-

² El sistema de transmisión del río Nelson consiste, en términos generales, de dos estaciones rectificadoras, Radisson Converter Station, cerca de Gillam, y Henday Converter Station, cerca de Sundance, dos pequeñas comunidades del norte de Manitoba. Adicionalmente tiene una estación convertidora, Dorsey Converter Station, cerca del pueblo de Rosser, a unos 26 km al noroeste de Winnipeg. Cada línea de transmisión tiene dos conductores eléctricos aéreos para transmitir las alimentaciones positivas y negativas.

bién hubo una cuarta presa planeada desde hace tiempo, la llamada “Site E”, para ser construida en un sitio sobre el río cerca de la frontera entre la Columbia Británica y Alberta, pero fue cancelada después de una serie de audiencias públicas en 1982 (Backgrounder, 2010).

La construcción de la presa Site C implicaría la inundación de una extensión de tierras de la cuenca del valle del río Peace de unos 83 km cuadrados aproximadamente, el ensanchamiento del río de hasta dos o tres veces de su tamaño actual, así como una extensión de unos 10 km del valle del río Moberly. Por esta razón el proyecto ha sido criticado por varios grupos debido a los planes para inundar tierras ricas para la agricultura, los posibles daños al entorno de la región, los estimados altos costos de la construcción, así como la situación de inseguridad en torno a los precios futuros de la electricidad y la demanda por la energía eléctrica en la provincia. Dos grupos, integrados por miembros de Treaty 8 First Nations y terratenientes de la región, han presentado reclamos legales, aunque estos fueron rechazados posteriormente por la Corte de Apelaciones del gobierno federal. Por añadidura, más de 200 académicos, así como la Royal Society of Canada (Real Sociedad de Canadá), han enviado sus críticas sobre el proyecto al gobierno de Trudeau, citando lo que ellos perciben como debilidades en el proceso de revisar los reglamentos que deberían regir en el caso de proyectos de esta índole, así como una evaluación de sus características ambientales. No obstante, tanto el gobierno federal como el de la provincia han insistido en que el proyecto debería ser llevado a cabo cueste lo que cueste (Holm, 2016; Prystupa, 2016).

El proyecto hidroeléctrico del río Romaine, Quebec

En 2009, el gobierno Liberal del primer ministro quebequense Jean Charest inició la construcción de una serie de presas a lo largo del río Romaine, al norte del municipio de Havre-Saint-Pierre, sobre la orilla norte del golfo de San Lorenzo. El proyecto, que tiene un costo total de unos 6.5 mil millones de dólares canadienses, abarcó la construcción de cuatro presas rellenas de roca con sus plantas generadoras y un camino de acceso con una extensión de 150 km. Las nuevas plantas tienen una capacidad de más de 1550 mw y

una producción anual promedio de 7.5 terravatios hora (TWh)³ por año. El proyecto tuvo una duración de 11 años, terminándose en 2020 con la inauguración de la cuarta y última planta (Hydro Quebec, 2004).

Se contempló que la mayor parte de la electricidad generada en la región será destinada para la exportación, es decir, hacia la región de Nueva Inglaterra y el noreste de Estados Unidos en general. El proyecto ha sido criticado tanto por sus aspectos económicos desfavorables como por su posible impacto negativo sobre el medio ambiente. Algunos críticos, por ejemplo, han aseverado que el costo de producir electricidad podría ser mayor que el precio de su venta. La Fondation Rivières y otros grupos ecológicos argumentan que la construcción de las obras obstaculizarán el flujo de agua en el río y, por lo tanto, pondrá en peligro especies como el salmón atlántico que se encuentra en el golfo de San Lorenzo y la trucha que habita a lo largo del río Romaine y los lagos del interior (Bureau/Joint Review Panel, 2009).

Muskrat Falls (el curso inferior del Río Churchill, Labrador)

El proyecto hidroeléctrico de Muskrat Falls, que fue anunciado en noviembre de 2010 por Nalcor Energy de Labrador y Emera de Nueva Escocia, tiene el propósito de llevar a cabo el desarrollo del restante 35% del río Churchill que no estuvo contemplado en el proyecto que se inició a finales de los sesenta para la construcción de la planta generadora de Churchill Falls, ubicada en la parte superior del río (McCarthy, 2010). Durante los siguientes dos años, tanto el gobierno federal y los primeros ministros respectivos de Newfoundland y Labrador y Nueva Escocia (Kathy Dunderdale y Darrell Dexter) dieron su aprobación al proyecto, junto con la promesa de un préstamo garantizado de fondos federales para financiar las cuatro plantas generadoras contempladas en distintos sitios del río y una conexión por cable submarino entre Labrador y la isla de Terranova y luego entre Terranova y Nueva Escocia. En total, las plantas de Muskrat Falls tienen una capacidad para generar más de 824 MW y proporcionar 4.9 TWh de electricidad al año.

³ Un teravatio hora (TWh) es una unidad de potencia eléctrica equivalente a mil millones de vatios-hora.

Hasta cierto punto, el proyecto de Muskrat Falls surgió debido al deseo por parte del gobierno de Terranova y Labrador de poder contar con suministros adicionales de energía hidroeléctrica que podrían ser generados por las fuentes de agua fluvial en el norte de la provincia. Al mismo tiempo, sin embargo, también se debió al sentimiento por parte del gobierno y pueblo de la provincia de que el principal beneficiario del proyecto hidroeléctrico de Churchill Falls había sido Quebec, a raíz de que, en aquella ocasión, se construyó la línea de transmisión de energía rumbo al oeste con la idea de exportar la electricidad generada fuera de la provincia. Los términos del acuerdo caducarían en 2016, y después de esta fecha Terranova y Labrador esperaban poder negociar algunos términos más favorables para la provincia y, adicionalmente, con la construcción de la nueva serie de presas en la región de Muskrat Falls, convertirse en una potencia hidroeléctrica semejante a otras provincias, como la Columbia Británica, Manitoba, Ontario y Quebec (Feehan y Baker, 2007, 230-254).

En 2013, la Nova Scotia Utility and Review Board dio a Emera la aprobación para construir el enlace por cable submarino con la provincia de Terranova y Labrador. A mediados de diciembre del mismo año también se concretó el acuerdo por parte del gobierno federal respecto al préstamo garantizado para el proyecto. El 23 de septiembre de 2020 se conectó la primera de las cuatro plantas generadoras a la red eléctrica de Labrador. No obstante, debido a las demoras en la construcción por la pandemia, los problemas de financiamiento, entre otros asuntos, no se terminaron con la construcción de las tres plantas adicionales hasta la primavera de 2022.

La ruta de transmisión entre Labrador y la isla de Terranova tuvo un costo de 2.1 mil millones de dólares canadienses y tiene una extensión total de 1 100 km. La construcción de las dos porciones de cables submarinos se inició en 2014 y se concluyó en 2018. El cable entre Labrador y la isla de Terranova consiste en una línea de 30 km bajo el estrecho de Belle Isle. El cable entre Terranova y la Nueva Escocia fue construido por Nalcor y Emera a un costo de 1.2 mil millones de dólares canadienses. Esta porción del cable submarino, que se terminó de construir en diciembre de 2017, se extiende desde Stephenville, Terranova, a Point Aconi en la isla de Cape Breton. Emera esperaba poder vender una porción de la energía sobrante producida a servicios eléctricos en Estados Unidos por medio de la construcción de

un cable submarino de 563 km entre la Nueva Brunswick y Massachusetts; sin embargo, un año después (en 2018), Emera perdió una primera propuesta para la venta de energía proveniente de Muskrat Falls a Estados Unidos (Withers, 2017; Davie, 2018).

Al igual que con respecto a los otros proyectos hidroeléctricos recientes en Canadá, también han surgido críticas relacionadas con lo que se han sido percibido como posibles impactos negativos resultantes del proyecto. En 2016, por ejemplo, investigadores de la Universidad de Harvard aseveraron, según sus investigaciones sobre el tema, que los niveles de niethymercurio se elevarían en los peces. Como consecuencia hubo protestas en contra del proyecto por parte de grupos de indígenas de la zona central de Labrador en aquel año. En 2018 un comité integrado por representantes de los tres grupos indígenas de Labrador (Nunatsiavut Government, Innu Nation y NunatuKavut Community Council) acordaron, entre otras medidas, establecer un sistema de *wetland capping* (recubrimiento de humedales), un proceso mediante el cual se colocan arena y grava sobre una pequeña porción de humedal junto al embalse de la presa para contrarrestar los efectos del niethymercurio en el ambiente.

Otras críticas se han enfocado en los elevados costos del proyecto, que han subido un 70% de 7.4 mil millones de dólares canadienses a 12.7 mil millones de dólares canadienses, debido a acusaciones de mala planeación, la falta de experiencia en la ingeniería y otras debilidades. Se ha estimado que, cuando esté terminado el proyecto, en lugar de resultar en una reducción en los precios de energía para los consumidores de la provincia, estos pagarán más dinero como resultado de una contemplada elevación de las tarifas eléctricas.

Plantas térmicas

Más de la mitad de la electricidad generada en Canadá proviene de fuentes hidroeléctricas. El restante se produce de una variedad de otras fuentes de energía: gas natural y petróleo, plantas nucleares y geotérmicas, carbón, combustibles de biomasa, turbinas de viento y de agua (por ejemplo, la que se

produce por las mareas marítimas en algunos sitios como la bahía de Funda, Nueva Escocia) y energía solar.

La industria nuclear comercial en Canadá cuenta actualmente con 19 reactores, la mayoría de los cuales se encuentran en Ontario. Los reactores son de tipo Candu, que funcionan con base en agua pesada a presión. Hace un par de décadas, con el aumento en los precios de los combustibles fósiles, el envejecimiento progresivo de los reactores existentes y la búsqueda de maneras para reducir los gases de invernadero se promovieron proyectos para la construcción de nuevos reactores en varias de las provincias (Ontario, Alberta, Saskatchewan y New Brunswick). Si bien ninguno de estos proyectos fue realizado, también ha surgido una multiplicidad de nuevos diseños para la construcción de reactores pequeños y su instalación en diversas plantas y lugares (Nuclear, 2022). Existe, empero, un movimiento antinuclear en Canadá, integrado por varias organizaciones como Greenpeace y el Sierra Club; asimismo, durante largo tiempo también ha existido entre las *first nations* una oposición a la minería del uranio. Hasta la fecha no existe ningún reactor comercial productor de electricidad en las provincias del oeste de Canadá. La provincia de la Columbia Británica, en particular, mantiene una política de oposición a la minería de uranio dentro de su territorio y también con respecto a la construcción de plantas de energía nuclear (Canadá, 2008, 1; New Act, 2010)

La generación de electricidad por medio de la industria geotérmica todavía se encuentra en un estado incipiente. Los mejores sitios para la explotación de este tipo de recurso para propósitos de la producción comercial de electricidad se encuentran en las regiones de la cordillera del oeste de Canadá: la Columbia Británica, Alberta, el Yukón y el NWT. Factores adversos que van en contra de su desarrollo son los costos elevados para las inversiones iniciales (incluyendo los costos de construir pozos de exploración y para averiguar los recursos encontrados),⁴ el requerimiento de confirmación de recursos encontrados como precondition del otorgamiento del financiamiento, los altos costos para producir la energía de los recursos geotérmicos y, finalmente, la falta —por lo menos en Canadá— de apoyos por parte de

⁴ La capacidad de un yacimiento geotérmico para generar cierta cantidad de electricidad depende de la temperatura, profundidad, volumen y la conductividad hidráulica.

los gobiernos u otras organizaciones para la explotación de este tipo de energía (Grasby, 2012: 43-60, 181-210).

Existe considerable apoyo a nivel gubernamental para la producción de energía de fuentes del viento y de agua. No obstante, la proporción de energía eléctrica producida de estos tipos de fuentes, relativa a las proporciones producidas de fuentes hidroeléctricas y plantas termales, es bastante reducida. Basado en datos de diciembre de 2021, la cantidad total de electricidad generada en Canadá por la acción eólica (14 304 megawatts), junto con la de recolectores solares (2 399 megawatts), constituye únicamente 6.5% de la demanda de la electricidad en el país en aquel año. Aunque los costos de inversión iniciales involucrados en la construcción de obras de turbinas de viento y recolectores solares son mucho más bajos que en el caso de las obras hidroeléctricas, en el caso de aquellos se trata de fuentes de energía intermitentes o irregulares. A pesar de esta debilidad, han sido vistas como complementos útiles para suplir las fuentes de suministro de energía eléctrica de una región o país en general, con las fuentes hidroeléctricas desempeñando el papel de un “almacén” o una reserva (By the Numbers, 2022).

Al tomar en cuenta las consideraciones planteadas en los párrafos anteriores, la discusión sobre la producción y transporte (transmisión) de electricidad en este apartado será restringido a la producida por las plantas térmicas en Canadá que utilizan carbón, petróleo, gas o materiales de desecho.

En noviembre de 2016 el gobierno de Trudeau propuso cambios en los reglamentos referentes a la producción y el uso de energéticos que, según el plan, conducirían a la eliminación, para 2030, de carbón como combustible en las plantas generadoras eléctricas del país. El año siguiente (2017) los gobiernos de Canadá y la Gran Bretaña establecieron la Powering Past Coal Alliance (PPCA), una coalición integrada por representantes de más de 70 países, compañías y organizaciones que apoyan una transición rápida de electricidad producida por el carbón a una generada por el gas natural o por medios no contaminantes (Coal Phase-Out, 2021).

Ontario ya había planeado el proceso de conversión desde 2005. En 2007 el gobierno del Partido Liberal de Ontario, encabezado por el primer ministro Dalton McGuinty, se comprometió a eliminar la generación de electricidad por medio del carbón en la provincia para el año 2014. En abril de 2014 Ontario Power Generation cerró su última planta eléctrica de carbón

en la provincia, la de Mission Island, Thunder Bay. Con el cumplimiento de esta meta, Ontario se convirtió en la primera entidad del continente en eliminar la generación de electricidad por medio del carbón (Ontario, 2007; Capkun, 2014).

Manitoba es otra provincia que ya ha realizado la conversión de sus plantas térmicas a gas natural, o dado de baja otras plantas que ya no se consideran necesarias para la generación de electricidad. Selkirk Generating Station, inaugurada en 1960, fue convertida al gas natural en 2002 y decomisada en abril de 2021. A principios de agosto de 2018 Manitoba Hydro también dio de baja su última planta eléctrica de carbón, la Brandon Generating Station, en Westman, Manitoba. En la actualidad, Manitoba Hydro únicamente mantiene en servicio, como plantas eléctricas de combustibles fósiles, cuatro pequeñas plantas generadoras de diésel en algunas comunidades aisladas (Brochet, Lac Brochet, Shamattawa, y Tadoule Lake) (Turner, 2022).

Para 2020 solo en cuatro provincias se utilizaba el carbón como combustible en las plantas generadoras de electricidad: Saskatchewan, Alberta, Nueva Escocia y Nuevo Brunswick (Coal, 2020).

Saskatchewan cuenta con una planta eléctrica de carbón, la de Boundary Dam, cerca del pueblo de Esteban. La planta, sin embargo, está equipada con *carbon capture and storage technology* (tecnología de captura y almacenamiento de carbón). A partir de 2022, como otra medida hacia la conversión de sus fuentes y suministros de electricidad, la provincia contempla la importación de más de 300 MW de energía hidroeléctrica de Manitoba (McCarthy, 2014).

En 2015 el gobierno de la provincia de Alberta, bajo la primera ministra Rachel Notley, había anunciado que para 2030 se efectuaría la conversión de todas las plantas eléctricas de carbón ubicadas dentro de la región a plantas de gas natural. La compañía productora de energía TransAlta, cuyas oficinas principales se encuentran en Calgary, prometió, en otro anuncio publicitario, cumplir con la conversión de sus plantas antes de la fecha límite especificada por el gobierno regional. También anunció la clausura de su mina de carbón en Highvale, cerca de Edmonton. Para finales de 2021 ya había cumplido con esta meta. Entretanto, otras compañías productoras de energía en Alberta, como la Capital Power Corporation, basada en Edmonton, también han invertido grandes cantidades de dinero para realizar seme-

jantes programas de conversión de sus plantas eléctricas de carbón (Healing, 2020; Stephenson, 2021).

Las provincias de Nuevo Brunswick y Nueva Escocia, por su parte, podrían, al igual que Saskatchewan, debido a los *equivalency agreements* entre los gobiernos de las provincias y el gobierno federal, convertir sus restantes plantas eléctricas de carbón durante una década después de la fecha límite de 2030 especificada para las demás entidades del país. No obstante, estas dos provincias contemplan agregar más unidades generadoras de energía eólica y ampliar el servicio de sus plantas hidroeléctricas. Asimismo, también contemplan la compra de electricidad hidroeléctrica cuando se conecta la línea de transmisión *Maritime Link* a la región (Market, 2020).

Aunque la provincia de Terranova y Labrador no cuenta con una planta eléctrica de carbón, la Holyrood Thermal Generating Station en la península de Avalon, Terranova, utiliza petróleo. Al igual que en el caso de las demás plantas de combustibles fósiles en otras regiones del país, también está programada a ser dado de baja dentro de poco. Al igual que en el caso de Manitoba, también se utiliza el combustible diésel para propósitos de iluminación y calefacción en algunas comunidades aisladas.

Red Nacional de Energía (National Power Grid) (2016 hasta la fecha)

A partir de mediados de la década pasada, han surgido en Canadá varias propuestas para el establecimiento de una red nacional de energía o *National Power Grid*. La idea no es nueva, dado que hubo un primer intento para realizar este tipo de proyecto durante la administración del gobierno del Partido Conservador Progresista del primer ministro John G. Diefenbaker (1957-1963). Al entrar al poder en junio de 1957 el gobierno de Diefenbaker tuvo, como una de sus propuestas para el lanzamiento de su *National Development Programme* (Programa de desarrollo nacional), la construcción de una red nacional de energía. Sus asesores que colaboraron y dieron inicio a la iniciativa, entre ellos el consejero y amigo personal de Diefenbaker, Merrill Menzies, creían que las diferentes fuentes de energía (el carbón, petróleo, gas, hidroeléctrica, o energía generada por medio del viento o la

acción de las olas marítimas), eran intercambiables o, más bien, podrían ser convertidas en una u otra forma de energía (Taylor, 2009: 9-40).

Aunque los gobiernos de las provincias estuvieron dispuestos a cooperar con el gobierno federal con su programa de *Roads to Resources* (Caminos de enlace con los recursos naturales) y la terminación de la construcción de la Trans-Canada Highway (carretera transcanadiense), les interesaban menos la construcción de medios de transporte de energía entre las porciones septentrionales y las partes meridionales de las provincias, en donde se concentraba la mayor parte de la población. Descubrieron que la parte sobrante de la energía hidroeléctrica que se producía por medio de las plantas generadoras ubicadas en estos sitios del norte podría ser enviada hacia el sur y vendida a las compañías eléctricas estadounidenses a precios más elevados que podrían ser obtenidos si transmitieran la energía a otras provincias vecinas o a otros sitios en el mismo país (Taylor, 2009: 58-120).

Hubo, además, otras dificultades que tendrían que ser superadas antes de que se pudiera establecer una red nacional. Tal como sugirió el ingeniero David Cass-Beggs, el asesor principal del proyecto, se tendría que crear una especie de autoridad entre las varias provincias para supervisar el proyecto para la construcción de las líneas de transmisión que se extenderían a través de los límites territoriales de las provincias. Las ideas para el establecimiento de una Red Nacional de Energía, tal como fueron propuestas por sus proponentes principales (el ingeniero Cass-Beggs, Merrill Menzies y otros), parecieron sólidas y capaces de ofrecer ciertas ventajas para las diferentes regiones del país en términos de flexibilidad de uso y la posibilidad de compartir recursos entre ellas. No obstante, como Cass-Beggs indicó, para llevar a cabo el proyecto se tendría que contar con una enorme cantidad de fondos, que podría ser mucho mayor (posiblemente doble la cantidad estimada en un principio) en la medida en que el proyecto avanzaba. Este elemento de inseguridad, junto con las elevadas estimaciones de costos para los aparatos de conversión de AC a DC y el inverso, para poder bajar la electricidad de la línea de transmisión troncal o principal en determinados lugares, obligaron a los ingenieros a reconsiderar las estimaciones. Esto era trascendente dado que tendría un efecto importante sobre el precio de la electricidad en los lugares por donde se vendería, sean estos dentro del mercado canadiense o en el mercado extranjero (Estados Unidos). Por úl-

timo, vale la pena destacar que varios de los proyectos a grande escala para la generación de electricidad en el norte del país —como los del norte de la Columbia Británica, el río Nelson de Manitoba y del río Hamilton (renombrado el río Churchill en 1965) de Labrador— se terminaron de construir después de la caída del gobierno de Diefenbaker en febrero de 1963 (Taylor, 2009: 121-26).

A mediados de la última década (2010-2020), algunas nuevas iniciativas surgieron para el establecimiento de una red nacional de energía, aunque sin las antiguas nociones sobre las posibilidades de convertir e intercambiar los diferentes tipos de energía entre las regiones. Como se indicó en la introducción, estas iniciativas forman parte del contexto de la campaña del gobierno actual del primer ministro Justin Trudeau para crear nuevas fuentes de “energía limpia” en el país, así como ampliar las fuentes existentes. Al igual que en la época de Diefenbaker, existe cierto apoyo por parte del gobierno federal para ayudar a las provincias para la realización de estas iniciativas. El banco de infraestructura federal tiene disponibles 35 000 millones de dólares para el financiamiento de proyectos para crear “una red entre las provincias de energía limpia” y “líneas de transmisión entre las provincias que reducen la dependencia sobre el carbón” (Schnurr, 2017).

Christy Clark, ex primer ministro de la Columbia Británica, vociferó su apoyo al proyecto a raíz del deseo de su gobierno para mejorar y ampliar las conexiones hidroeléctricas existentes con Alberta, así como vender a esta mayores cantidades de electricidad. No obstante, la iniciativa de Clark fue recibida con una actitud de escepticismo por su contraparte en Alberta, la ex primera ministra Rachel Notley, como represalia por los intentos de Christy de poner condiciones sobre la construcción de oleoductos entre Alberta a la Columbia Británica (Palmer, 2016). La mayoría de las iniciativas hacia la creación de una red troncal eléctrica este-oeste ha consistido en propuestas de construcción de enlaces hidroeléctricos entre provincias vecinas (los llamados *interties*). Esto ha sido el caso de las propuestas para el establecimiento o incremento de los ya existentes enlaces hidroeléctricos entre Manitoba y Ontario, Manitoba y Saskatchewan, Ontario y Quebec, Quebec y Terranova y Labrador, por ejemplo. Se considera que este tipo de iniciativa bilateral entre provincias es un primer paso esencial para la construcción de una Red Nacional de Energía (Maloney, 2017: 7-22).

Un fuerte impedimento para la realización de una Red Nacional de Energía consiste en lo que los analistas señalan como los costos excepcionalmente elevados para su construcción. Estos podrían alcanzar la cifra de 10 000 millones de dólares canadienses o quizá hasta cientos de 1 000 millones de dólares. Según Bruce Laurie, coordinador de la organización de asesoramiento sin fines de lucro llamada Transition Accelerator, se tendría que duplicar o triplicar el actual sistema de generación y distribución de hidroelectricidad en Canadá. Otro requisito para que el proyecto de la red tenga éxito consiste en el hecho de que todos los actores —las autoridades de las 10 provincias, las empresas estatales (*crown corporations*) y los servicios eléctricos— tendrían que estar de acuerdo (Stephenson, 2022).

Conclusiones

A pesar del gran impulso que ha ocurrido en Canadá durante las últimas décadas en los sectores gubernamentales y privados referente a la necesidad de incrementar la producción, comercialización y distribución de combustibles fósiles y energía eléctrica, los avances que han sido logrados hasta la fecha han sido algo limitados en comparación con las metas contempladas.

En el caso del transporte de petróleo y de gas, aun cuando se han iniciado por lo menos cinco megaproyectos distintos, únicamente uno de ellos, el de la extensión del sistema de oleoducto-gasoducto Trans Mountain, parece tener posibilidades de ser concluido. Los demás proyectos han fallado debido a obstáculos políticos o por parte de grupos indígenas y ambientalistas. Desde luego, estos reveses no constituyen un bloqueo permanente o total a las posibilidades de poder transportar mayores cantidades de combustibles fósiles de las regiones interiores de British Columbia, Alberta y Saskatchewan a los puertos del Pacífico, el golfo de México y del Atlántico, pero han constituido un fracaso de intento colectivo de todos modos. No obstante, existe la posibilidad, como la primera ministra Notley de Alberta mostró dramáticamente en 2018, que, en caso necesario, se podrían realizar arreglos para el transporte de petróleo o betún por ferrocarril a varios puntos o destinos del continente, sin tener que depender de la existencia o no existencia de los gasoductos y oleoductos.

Referente a la necesidad de generar o producir mayores cantidades de electricidad en el futuro, los proyectos hidroeléctricos que se han llevado a cabo en las décadas recientes también han experimentado cierta oposición por parte de los grupos indígenas y ambientalistas. A pesar de la oposición, es muy probable que se concluyan los proyectos señalados a tiempo o con algo de retraso debido a la pandemia de COVID-19 (2020-22) y el aumento en los costos estimados de los proyectos a causa de la inflación y otros factores. Es notable, dentro de este gran empuje para incrementar la producción de electricidad en las varias regiones de la nación, también el resurgimiento de la idea de crear una *National Power Grid* o Red Nacional de Energía, que es semejante en carácter a lo que el gobierno de Diefenbaker había propuesto a finales de los cincuenta y principios de los sesenta. Como los críticos y comentaristas han señalado, este tipo de proyecto sería difícil de llevar a cabo, en parte debido a la necesidad de contar con el apoyo y la cooperación de todas las provincias, así como los muy elevados costos involucrados.

Bibliografía

- B. C. Hydro (2010). Backgrounder: About Site C. B. C. Hydro. https://www.bchydro.com/content/dam/hydro/medialib/internet/documents/planning_regulatory/site_c/2010Q2/site_c_backgrounder.pdf.
- B.C. Hydro News Release (2010). New Act Powers B. C. forward with Clean Energy and Jobs. http://www.bchydro.com/news/press_centre/news_releases/2010/new_act_powers_bc-forward.html.
- Balkan Green Energy News* (2020). Coal Phaseout in Canada: Excolleagues Helping Miners' Job Transition. *Balkan Green Energy News*. <https://balkangreenenergynews.com/coal-phaseout-in-canada-ex-colleagues-helping-miners-job-transition>.
- Berger, T. (1977). *Northern Frontier, Northern Homeland: The Report of the Mackenzie Valley Pipeline Inquiry* (vol. I). Minister of Supply and Services Canada.
- Brown, M. (2021). Keystone XL Pipeline Nixed after Biden Stands Firm on Permit. AP News. <https://apnews.com/article/donald-trump-joe-biden-keystone-pipeline-canada-environment-and-nature-141eabd7cca6449dfbd2dab8165812f2>.
- Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement-Joint Review Panel (2009). Romaine Hydroelectric Complex Project: Investigation and Public Hearing Report. <https://iaac-aeic.gc.ca/050/documents/34211/34211E.pdf>.
- Canada Energy Regulator* (2020). Market Snapshot: Canada's Retiring Coal-Fired Power Plants will be Replaced by Renewable and Low-Carbon Energy Sources. *Canada Energy Regulator*. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/m>

- ket-snapshots/2020/market-snapshot-canadas-retiring-coal-fired-power-plants-will-be-replaced-renewable-low-carbon-energy-sources.html.
- Canadian Press (2022). ATCO to Build Fueling Stations for CP Rail's Hydrogen Locomotive Program. *Canadian Press*. <http://www.cbc.ca/news/canada/calgary/atco-hydrogen-locomotives-1.6441724>.
- Canadian Renewable Energy Association (2022). By the Numbers. <http://renewableassociation.ca/by-the-numbers/>.
- Capkun, A. (2014). Thunder Bay Generating Station Burns Its Last Lump of Coal. *Ebmag*. <http://www.ebmag.com/thunder-bay-generating-station-burns-its-last-lump-of-coal-15824/al-15824/>.
- CTV News (2007). Ont. Liberals Promise to Close Coal Plants by 2014. *CTV News*. <https://www.ctvnews.ca/ont-liberals-promise-to-close-coal-plants-by-2014-1.245365>.
- Davie, E. (2018). Emera's \$2B Atlantic Link Loses Bid for Massachusetts Clean Energy Deal", *CBC News*. <https://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/emera-atlantic-link-massachusetts-energy-northern-pass-transmission-1.4504425>.
- Dosman, E. J. (1975). *The National Interest: The Politics of Northern Development, 1968-75*. McClelland and Stewart.
- Feehan, J. P., y Baker, M. (2007). The Origins of a Coming Crisis: Renewal of the Churchill Falls Contract. *Dalhousie Law Journal*, 30(1), 207-57.
- Government of Canada (2021). Coal phase-out: The Powering Past Coal Alliance. Ottawa: Government of Canada. <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/canada-international-action/coal-phase-out.html>.
- Grasby, S. E., Allen, D. M., Bell, S. *et al.* (2012). Geothermal Energy Resource Potential of Canada. Ottawa: Natural Resources Canada, http://publications.gc.ca/collection_2013/rncan-nrcan/M183-2-6914-eng.pdf.
- Guyol, N. B. (1960). Energy Consumption and Economic Development. En N. Ginsburg (ed.), *Essays in Geography and Economic Development* (pp. 65-67). University of Chicago.
- Healing, D. (2020). TransAlta to Stop Mining Coal at Highvale near Edmonton, Stop Using Coal in Canada. *Canadian Press*. <http://globalnews.ca/news/7441723/transalta-highvale-coal-mine/>.
- Holm, W. (2016). Why all the Fuss over the Site C dam?". *The Georgia Straight*. <http://www.straight.com/news/729456/wendy-hom-why-all-fuss-over-site-c-dam>.
- Hydro Quebec (2004). The Romaine Complex: General Information. PQ: Hydro Quebec. <http://www.hydroquebec.com/projects/pdf/romaine.pdf>.
- Kaustinen, O. M. (1983). A Polar Gas Pipeline for the Canadian Arctic. *Cold Regions Science and Technology*, 7, 217-26.
- Luczak, M. (2022). CP's Hydrogen Locomotive Powers Up. *Railway Age*. <http://railway-age.com/mechanical/locomotives/cps-hydrogen-locomotive-powers-up/>.
- Maloney, J. (2017). Strategic Electricity Interties: Report of the Standing Committee on Natural Resources. Canada, House of Commons, 42nd Parliament, 1st Session. <https://www.ourcommons.ca/Content/Committee/421/RNNR/Reports/RP9335660/rnnrrp07/rnnrrp07-e.pdf>.

- McCarthy, S. (2014). SaskPower Unveils World's First Carbon Capture Coal Plant. *The Globe & Mail*. <https://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/saskpower-unveils-worlds-first-carbon-capture-coal-plant/article20898736/>.
- . (2013). Trains or Pipelines, Doer Warns U.S. over Keystone. *The Globe and Mail*. <https://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/transcanada-says-keystone-xl-will-create-many-jobs-despite-obama-interview/article13471894/>.
- . (2010). Churchill Hydro Deal Signals era of Atlantic Co-operation. *The Globe and Mail*. <https://www.theglobeandmail.com/globe-investor/churchill-hydro-deal-signals-era-of-atlantic-co-operation/article1314604/>.
- Myers, L. (2021). United States: Canadian Government Invokes 1977 Pipeline Treaty in Ongoing Line 5 Pipeline Dispute. *Global Legal Monitor*. <https://www.loc.gov/item/global-legal-monitor/2021-11-15/united-states-canadian-government-invokes-1977-pipeline-treaty-in-ongoing-line-5-pipeline-dispute/>.
- Nguyen, L. (2018). Alberta Plans to Buy 7 000 Rail Cars to Ease Crisis in Oil Price Differentials. *CBC News*. <http://www.cbc.ca/news/canada/edmonton/alberta-railcars-7-000-oil-price-crisis-1.44926318>.
- Nuclear Monitor* (2008). Canada: Ban on Uranium Mining in British Columbia. *Nuclear Monitor*. <http://www.nirs.org/wp-content/uploads/mononline/nm672.pdf>.
- Ontario Overview Report (2007). Statistics, Statistique. Culture, Tourism and the Centre for Education Statistics Division, Canadá.
- Palmer, V. (2016). Clark Pushes Hydro Intertie Now that Alberta's Pipeline is Approved. *Vancouver Sun*. <http://vancouver.sun.com/opinion/columnists/vaughn-palmer-clark-pushes-hydro-intertie-now-that-albertas-pipeline-is-approved>.
- Prystupa, M. (2016). "Site C Is a Climate-Change Disaster, Says Suzuki". *The Tyee*. <http://thetyee.ca/News/2016/02/23/Site-C-Climate-Disaster>.
- Robertson, D. (2019). Alberta crisis, Winnipeg danger. *Winnipeg Free Press*. <http://www.winnipegfreepress.com/local/cover-risk-on-the-rails-inside-alberta-crisis-winnipeg-danger-503903152.html>.
- Schnurr, L. (2017). Canada Says Infrastructure Bank to Be up and Running this Year. *Reuters*. <https://www.reuters.com/article/us-canada-budget-infrastructure-idUSKBN16T35S>.
- Souza, M. (2014). Trudeau Approves Kinder Morgan Pipeline, Rejects One of Two Enbridge Projects. *National Observer*. <https://www.nationalobserver.com/2016/11/29/news/breaking-trudeau-approves-kinder-morgan-pipeline-rejects-one-two-enbridge-projects>.
- Steinback on Line* (2018). Bipole III Transmission Line Has Entered Commercial Service. *Steinback on Line*. <http://steinbackonline.com/articles/bipole-iii-transmission-line-has-entered-commercial-service>.
- Stephenson, A. (2022). Nation-building Investments in Electricity Grid Needed to Reach Net-zero: Experts. *CBC News*. <http://www.cbc.ca/news/canada/calgary/na>

- tion-building-investments-in-electricity-grid-needed-to-reach-net-zero-experts-1.6408647.
- (2021). TransAlta completes Canadian Conversion from Coal to Natural Gas Power. *Canadian Press*. <http://globalnews.ca/news/8477926/transalta-coal-natural-gas-power/#:~:text=Edmonton-based Capital Power Corp.coal-fired generations since 2018>.
- Strong, W. (2017). Mackenzie Valley Pipeline Project Officially One for the History Books. *CBC News*. <https://www.cbc.ca/news/canada/north/mackenzie-valley-gas-project-no-more-1.4465997>.
- Taylor Hansen, L. D. (2009). Electric Dreams: The Diefenbaker Government's National Power Grid Project and Its Impact on Hydroelectric Planning and Development in Canada. Manuscrito inédito.
- The Guardian* (21 de noviembre de 2016). Canada Plans to Phase out Coal-Powered Electricity by 2030. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/world/2016/nov/21/canada-coal-electricity-phase-out-2030>.
- The Nelson River Bipole 1 HVDC Scheme (s. f). <https://web.archive.org/web/20051115122606/http://www.transmission.bpa.gov/cigresc14/Compendium/NELSON1.htm>.
- The Nelson River Bipole 2 HVDC Scheme (s. f). <https://web.archive.org/web/20051115122606/http://www.transmission.bpa.gov/cigresc14/Compendium/NELSON2.htm>.
- Turner, A. (2022). Manitoba no Longer Using Coal for Power. *Global News*. <http://globalnews.ca/news/4829502/manitoba-hydro-coal/>.
- Williams, N. (2022). Canada Gov't to Stop Funding Trans Mountain oil line Project as Costs Soar 70%. *Reuters*. <http://www-reuters-com/business/energy/trans-mountain-sees-expansion-project-cost-almost-doubling-ceo-retire-2022-02-18/>.
- Withers, P. (2017). Halifax-based Emera Makes Plans for \$2B Atlantic Link. *CBC News*. <https://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/halifax-based-emera-preparing-plans-for-atlantic-link-3931778>.
- World Nuclear Association (2022). Nuclear Power in Canada. World Nuclear Association. <http://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/canada-nuclear-power.aspx>.