



Politique énergétique d'Unifor

Une vision progressiste
de l'avenir énergétique
du Canada

Document produit par le
Service de recherche, Unifor

Table des matières

i.	Liste des abréviations et des acronymes	iii
ii.	Liste des tableaux	iv
iii.	Liste des figures	iv
iv.	Sommaire exécutif	1
	Vision d'Unifor d'une politique énergétique pour le Canada	3
1.	Histoire du développement énergétique et évolution des politiques énergétiques au Canada ...	4
1.1	Survol de l'histoire du développement énergétique au Canada	4
1.2	Évolution de la politique énergétique au Canada	9
2.	Profil de l'énergie au Canada	15
2.1	Production d'énergie au Canada	15
2.2	Consommation d'énergie au Canada	17
2.3	Réseaux de transport et de distribution	19
2.4	Transformation de l'énergie au Canada	20
2.5	Propriété, recettes et impôts	23
2.6	Profil économique de l'énergie au Canada	24
3.	Défis énergétiques du Canada	28
3.1	Prévisions liées à la production et à la consommation d'énergie au Canada	28
3.2	Vieillesse des infrastructures	29
3.3	Règlementation et privatisation	31
3.4	Sécurité de l'approvisionnement et dépendance aux importations	34
3.5	Consultation et pleine participation socioéconomique des Autochtones	35
3.6	Ressources énergétiques canadiennes : maximisation de l'activité économique	37
3.7	Transport du pétrole et du gaz naturel	38
3.8	Gestion de la mise en valeur des combustibles fossiles	44
3.9	Conséquences du développement énergétique sur l'environnement	46
4.	Énergie et climat	47
4.1	Civilisation industrielle, émissions de carbone et changements climatiques	47
4.2	Contribution de la production et de la consommation d'énergie	48
4.3	Limitation des GES	50
4.4	Solutions possibles: Tarification du carbone et réglementation	52
4.5	Principes à suivre pour rendre la tarification du carbone bénéfique	53

Table des matières (suite de la page précédente)

5. Une meilleure vision de l'avenir énergétique du Canada	55
5.1 Production à des fins de consommation intérieure	55
5.2 Maximisation de l'activité économique et de la création d'emplois en amont	56
5.3 Planification et réglementation de la production de combustibles à base de carbone	57
5.4 Limitation des effets des émissions de GES sur l'environnement	58
5.5 Carburants de remplacement, énergie verte, tarification du carbone et mesures de transition	60
5.6 Droits conférés en vertu de traités et pleine participation socioéconomique des Autochtones.....	63
5.7 Transport du pétrole et du gaz	63
5.8 Privatisation, propriété, réglementation et fiscalité	64
6. Conclusion : Pourquoi l'énergie est importante	66
6.1 Appel à l'action	66
v. Bibliographie.....	67
vi. References	69

Liste des abréviations et des acronymes

ACCEU	Accord commercial Canada-États-Unis
AGTL	Alberta Gaz Trunk Line Company
ALENA	Accord de libre-échange nord-américain
bpj	barils par jour
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
COP	Conférence des Parties
CSC	Cour suprême du Canada
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution
LGN	Liquides de gaz naturel
LIT	Lignes interprovinciales de transport
mmc	milliard de mètres cubes
Mt	Mégatonne
ONE	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PEN	Programme énergétique national
PIB	Produit intérieur brut
ppm	parties par million
TSX	Bourse de Toronto
UE	Union européenne
UNDRIP	Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones
WCI	Western Climate Initiative

Liste des tableaux

Tableau 2.1 Raffineries et usines de traitement canadiennes	22
Tableau 2.2 Emplois dans les industries liées à l'énergie, 2015	26
Tableau 3.1 Privatisations majeures dans l'industrie canadienne de l'énergie	32

Liste des figures

Figure 2.1 Production canadienne d'énergie primaire.....	15
Figure 2.2 Production canadienne de pétrole	16
Figure 2.3 Production canadienne de gaz naturel	16
Figure 2.4 Production canadienne d'électricité	17
Figure 2.5 Consommation canadienne d'énergie par type de combustible	18
Figure 2.6 Consommation canadienne d'énergie par usage	18
Figure 2.7 Production et consommation proportionnelles par région	18
Figure 2.8 Redevances sur les ressources en Alberta.....	24
Figure 3.1 Nombre de wagons transportant du pétrole brut et du mazout	42
Figure 3.2 Prix du pétrole et valeur relative du dollar Canadien	44
Figure 3.3 Taux de change et emplois dans le secteur manufacturier	45
Figure 3.4 Taux de change et tenue des exportations canadiennes	45
Figure 4.1 Émissions mondiales de carbone et température moyenne	48
Figure 4.2 Émissions de dioxyde de carbone attribuables à la consommation de combustibles fossiles	49

Sommaire exécutif

Le Canada est riche de possibilités, en partie, parce qu'il est riche en ressources naturelles. Le secteur de l'énergie renouvelable et non renouvelable est la pierre angulaire de la prospérité du Canada. Il procure des centaines de milliers d'emplois bien rémunérés pour la plupart, il compte parmi les bénéficiaires privilégiés des investissements des entreprises (tant canadiennes qu'étrangères) et il verse les impôts et les redevances qui financent les infrastructures matérielles et les programmes sociaux de haute qualité auxquels les Canadiennes et les Canadiens se sont habitués. Le présent document expose, en six chapitres, la vision qu'Unifor a d'une politique énergétique pour le Canada.

Le premier chapitre explore les principaux développements qui se sont produits dans l'industrie pétrolière et gazière au Canada ainsi que les politiques qui ont facilité (ou entravé) ceux-ci. Quant au deuxième chapitre, il dresse le profil de l'énergie au Canada, ce qui englobe la production, le raffinage, le traitement, le transport, la consommation intérieure et l'exportation. En tenant compte de l'histoire du développement énergétique (chapitre 1) et de la conjoncture économique de l'industrie (chapitre 2), le chapitre 3 décrit ce



qu'Unifor considère comme étant les enjeux et les défis stratégiques cruciaux pour l'avenir du développement énergétique au Canada.

Le quatrième chapitre examine en détail l'un de ces problèmes cruciaux, c'est-à-dire l'action réciproque du développement énergétique et de la détérioration de l'environnement, dont les changements climatiques. Unifor y expose sa position sur les émissions de carbone, y compris la tarification du carbone et la transition équitable pour les travailleuses et les travailleurs du

secteur de l'énergie. Le cinquième chapitre présente les principes directeurs d'Unifor de même que les recommandations stratégiques qui en découlent. Il vise à dépeindre une industrie énergétique prospère et débordante d'emplois de qualité, mais circonscrite par les engagements internationaux en matière de climat du Canada et respectueuse des droits conférés aux peuples autochtones en vertu de traités. Pour terminer, le chapitre 6 invite les membres d'Unifor à passer à l'action pour que la vision d'Unifor soit diffusée et mise en œuvre sur le plan politique.

En défendant la propriété privée et en exécutant des contrats, l'État contribue à la création des marchés. Une politique énergétique est nécessaire dès que les citoyens décident collectivement qu'ils ne veulent pas d'un marché non réglementé et qu'une forme de surveillance réglementaire, ou structure, s'impose pour les échanges commerciaux. En quoi la réglementation consisterait-elle? Comment les marchés devraient-ils être structurés pour éviter que la face sombre de la nature humaine, c'est-à-dire l'égoïsme, le déni des responsabilités personnelles et la vision à court terme, se manifeste? Y a-t-il des objectifs que les échanges commerciaux devraient promouvoir (p. ex. la création d'emplois, la stabilité de l'emploi, le dynamisme industriel, les recettes publiques, la prospérité équitable et inclusive ainsi que la gérance de l'environnement)?

Une politique énergétique a pour objectif de dégager les difficultés et les possibilités associées au développement énergétique et de proposer une série de politiques qui favorisent les aspects positifs du développement énergétique, tout en éliminant ceux qui sont négatifs. Elle doit proposer des objectifs atteignables qui amélioreront la fonctionnalité de l'industrie énergétique. Notez le verbe « améliorer ». L'amélioration d'une chose présuppose la réalisation d'une certaine valeur, comme la stabilité, la croissance, l'efficacité et la durabilité. Le présent document met en avant une série de faits sur le monde. De plus, il présente quelques valeurs directrices sous forme de principes. Les politiques qui émanent du présent document devraient combler le fossé entre la façon dont fonctionne l'industrie énergétique actuellement (le présent intolérable) et la façon dont elle pourrait mieux fonctionner dans l'avenir.

Les mécanismes du marché constituent des mécanismes d'affectation des ressources puissants. Personne ne peut le nier. Or, le libre marché ne veille pas à ce que les retombées économiques des ressources énergétiques du Canada soient maximisées, à ce que la pollution causée par les gaz à effet de serre (GES) soit limitée, à ce que les peuples des Premières Nations soient consultés comme il se doit lorsque le développement énergétique touche leurs terres traditionnelles et cédées en vertu de traités. Cette courte liste n'est pas exhaustive. Un grand nombre d'aspects du développement énergétique requièrent planification, surveillance réglementaire et délibération démocratique. Malgré leur influence, les signaux de prix et le libre marché ne suffisent pas pour concrétiser les valeurs qui tiennent à cœur aux Canadiennes et aux Canadiens : sécurité économique, équité, équilibre budgétaire et gestion de l'environnement, pour n'en nommer que quelques-uns.

Le pétrole brut, le gaz naturel et les produits énergétiques connexes ne sont pas que de simples marchandises que l'on peut produire, échanger et consommer. Ces essentiels de la vie moderne comportent un volet « bien public ». Voilà pourquoi les Canadiennes et les Canadiens ont raison d'utiliser leurs institutions publiques pour orienter et gérer le développement énergétique. Unifor croit que l'histoire récente du développement énergétique au Canada, marquée par l'extraction massive de ressources à des fins d'exportation, l'absence de cibles contraignantes en matière d'émissions, des déséquilibres régionaux et budgétaires, le manque d'inclusion et de consultation des Autochtones et une série d'autres échecs stratégiques, explique pourquoi le Canada a besoin d'une nouvelle stratégie pour gérer ses ressources énergétiques.



Vision d'Unifor d'une politique énergétique pour le Canada

En définitive, les ressources énergétiques du Canada appartiennent aux Canadiens. Pour cette raison, Unifor croit qu'elles devraient être gérées et exploitées conformément aux 10 principes exposés ci-dessous.

Emplois de qualité. Compte tenu de la valeur économique et de l'importance stratégique des ressources énergétiques canadiennes, Unifor estime que la création d'emplois de qualité devrait être maximisée.

Stabilité de l'emploi. Pour contrer le cycle d'expansion et de ralentissement, il faudrait réglementer la croissance de l'industrie énergétique et les investissements de sorte que les travailleurs et leurs familles aient des moyens de subsistance stables et garantis.

Approfondissement des liens industriels. En amont, la politique énergétique devrait viser la maximisation du contenu canadien dans les intrants et les fournitures. En aval et dans le secteur intermédiaire, des mesures devraient être prises pour encourager le raffinage, le traitement et la seconde transformation.

Gérance de l'environnement. Le Canada doit respecter ses engagements internationaux en matière de climat et mettre en œuvre des plans réalistes pour réduire ses émissions de carbone. En outre, le Canada doit prendre des mesures pour atténuer les effets nocifs du développement énergétique sur l'environnement.

Énergie verte. Des politiques énergiques seront requises pour accélérer la transition vers les sources d'énergie renouvelable et non polluante.

Transition équitable. Les bouleversements industriels provoqués par la transition vers l'énergie verte et les technologies propres devraient être palliés par ce que l'on appelle la « transition équitable ». Celle-ci englobe les études d'impact sur le marché du travail, la mise à niveau des compétences, le recyclage, la flexibilisation des prestations d'assurance-emploi et les pensions de raccordement.

Respect des Premières Nations. Le Canada doit honorer les engagements constitutionnels qu'il a pris envers les Autochtones, les Inuit et les Métis. Unifor appuie les principes consacrés dans la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP), dont l'obligation de les consulter et d'assurer leur pleine participation socioéconomique.

Règlementation macroéconomique. Le gouvernement doit être proactif en réglementant les effets macroéconomiques et financiers du boom des ressources, notamment en stabilisant le taux de change pour éviter de nuire aux industries d'exportation.

Équilibre budgétaire et régional. Il faut maintenir un réseau efficace de transferts financiers au Canada afin de partager largement les retombées de la mise en valeur des ressources et prévenir les inégalités régionales importantes.

Recettes de l'exploitation des ressources et développement social. Les niveaux d'imposition et le régime de redevances devraient s'assurer que les Canadiennes et les Canadiens reçoivent une juste valeur en échange de leurs ressources à long terme. Les recettes de l'exploitation des ressources devraient servir à financer des politiques qui favorisent l'énergie verte et les technologies propres, la transition équitable ainsi que les programmes sociaux et les infrastructures matérielles qui rehaussent la valeur de la citoyenneté canadienne.

1. Histoire du développement énergétique et évolution des politiques énergétiques au Canada

L'humain extrait, utilise et vend du pétrole depuis cinq millénaires. Trois mille ans avant notre ère, le bitume était utilisé comme mortier au Moyen-Orient. Or, l'industrie pétrolière contemporaine est relativement récente, car elle a vu le jour au cours des années 1850 en Amérique du Nord. Le charbon était la principale matière combustible utilisée pour alimenter l'industrie à l'époque, mais il a été remplacé par le pétrole et le gaz au milieu du 20^e siècle.

Daniel Yergin (1991), l'un des historiens de l'énergie les plus réputés au monde, soutient que trois « grands thèmes » sous-tendent le développement de l'industrie internationale du pétrole et du gaz. L'essor du capitalisme et de l'entreprise moderne constitue le premier thème. Publiques ou privées, les sociétés pétrolières arrivent toujours premières lorsqu'il s'agit de rentabilité et de valeur marchande. Ensuite, le pétrole est une marchandise unique en son genre en ce sens qu'il est étroitement lié à des luttes de pouvoir nationales et à des manœuvres géostratégiques. Par exemple, le pétrole a joué un rôle très important dans l'histoire récente de la guerre, tandis que la lutte pour le contrôle de la production, de la distribution et de la commercialisation du pétrole influence encore grandement la politique internationale (il suffit de penser à l'invasion de l'Iraq par les Américains en 2003). Pour terminer, l'industrie pétrolière et gazière a donné naissance à une nouvelle civilisation, en sus d'avoir créé une société des hydrocarbures. La suburbanisation, par exemple, n'aurait pas été possible, notamment, sans l'automobile.

Au Canada, ces trois thèmes ont joué. Alors, quelle est l'origine de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz? Comment les gouvernements fédéral et provinciaux tentent-ils de stimuler et de réglementer le développement énergétique? Finalement, qu'est-ce que l'histoire nous enseigne sur la politique énergétique canadienne au 21^e siècle?

1.1 Survol de l'histoire du développement énergétique au Canada

L'industrie nord-américaine du pétrole et du gaz tire son origine du Canada. En 1846, Abraham Gesner, un physicien néo-écossais, a mis au point un procédé pour raffiner un combustible liquide à partir de charbon, de bitume et de schiste bitumineux. Ce nouveau liquide, qu'il a baptisé « kérosène », a été largement utilisé tout le reste du 18^e siècle comme combustible de base pour éclairer les maisons et les rues (Yergin 1991 : 7). À la fin du 19^e siècle, l'émergence de l'éclairage électrique a marqué le déclin de l'industrie du kérosène. Toutefois, en 1914, le moteur à combustion interne, une nouvelle source d'énergie de premier plan utilisée pour propulser les automobiles, a sauvé l'industrie pétrolière de l'extinction (Taylor 2009 : 87).

Beaucoup sont au fait de la découverte de Gesner, mais peu savent que le premier puits de pétrole en Amérique du Nord a été foré dans le comté de Lambton, en Ontario (à tort, la Pennsylvanie est souvent considérée comme le point de départ de l'industrie moderne du pétrole et du gaz). Au 19^e siècle, les gros gisements de pétrole et de gaz dans l'Ouest canadien et au large de Terre-Neuve-et-Labrador n'étaient pas connus ou exploitables. Les gisements de pétrole brut qui étaient exploités dans le sud-ouest de l'Ontario

pendant les années 1860 ont fait de cette région, en quelque sorte, un centre énergétique. De petites entreprises de forage pétrolier ont vu le jour à Oil Springs et à Petrolia (entre le lac Huron et le lac Érié), alors que London servait de centre de raffinage local.

Fondée en 1880, l'Impériale a réussi à contrôler environ le tiers de la production ontarienne de pétrole et de gaz en l'espace d'une décennie. Aux États-Unis, la Standard Oil, propriété de John D. Rockefeller, acquerrait ses concurrents à une telle vitesse qu'elle détenait 90 % du marché américain en 1890. Avec l'absorption



de l'Impériale par Rockefeller en 1898, le marché canadien presque tout entier est passé sous contrôle étranger. Cette transaction a entravé le développement énergétique au Canada au lieu de le stimuler. De nombreuses raffineries de l'Impériale ont fermé au cours de la décennie suivant la prise de contrôle, et les rares raffineries qui ont survécu étaient gérées par la filiale de la Standard Oil à Buffalo.

Dès le début du 20^e siècle, d'autres sociétés d'énergie internationales ont commencé à mener des activités au Canada. À la fin de la Deuxième Guerre mondiale, les trois principales sociétés d'énergie intégrées au Canada appartenaient à des intérêts étrangers. Qui plus est, à la fin des années 1960, cinq multinationales (Impériale, Shell, Texaco, Gulf et British Petroleum) contrôlaient près de la moitié de la production de pétrole brut de l'Alberta (Taylor 2009 : 88-89, 158). Bliss (1987 : 522)

nous apprend que la taille considérable des sociétés américaines et le traitement fiscal avantageux que les pays étrangers leur accordaient pour leurs activités d'exploration expliquent pourquoi les sociétés d'énergie américaines dominaient l'industrie canadienne.

Ces faits historiques nous révèlent deux choses importantes sur la politique énergétique d'Unifor. Tout d'abord, l'industrie canadienne du pétrole et du gaz appartenait, dès le départ, en majeure partie à des intérêts étrangers. La propriété étrangère pose un problème pour ce qui est de régler et de mettre en valeur les ressources énergétiques du Canada conformément aux principes et aux priorités d'Unifor. Ensuite, l'énergie canadienne s'est toujours inscrite à l'intérieur du système énergétique nord-américain. Voilà pourquoi le réseau énergétique a tendance à être positionné sur l'axe nord-sud, au lieu que les réseaux de desserte et de distribution s'étendent de l'ouest à l'est.

Au début du 18^e siècle, les explorateurs ont découvert des gisements de pétrole dans la région de la rivière Athabasca, mais ce n'est qu'en 1917 que l'Impériale a amorcé ses activités d'exploration et de forage (après avoir obtenu une concession du Canadien Pacifique).¹ On avait tenté à plusieurs reprises d'extraire des sables bitumineux, souvent avec l'aide du gouvernement, mais les conditions économiques étaient tellement défavorables que les activités cessaient rapidement (Bliss 1987 : 519). En 1947, l'Impériale a remporté le gros lot : la découverte de pétrole classique à Leduc et à Redwater, près d'Edmonton, allait transformer l'industrie énergétique au Canada et précipiter l'Alberta dans l'« ère du pétrole » (Easterbrook et Aitken 1956 : 549).

Les découvertes faites dans les prairies de Turner Valley en 1914 ont été éclipsées par les découvertes effectuées à Leduc en 1947, lesquelles ont été éclipsées, à leur tour, par les découvertes réalisées pendant les années 1950. Au cours des années 1920 et 1930, 95 % du pétrole consommé au Canada était importé (Bliss 1987 : 519). Les découvertes faites à la fin des années 1940 et au début des années 1950 étaient tellement majeures que le Canada pouvait, pour la première fois de son histoire, envisager sérieusement d'atteindre l'autosuffisance énergétique. À la suite de ces découvertes, les exportations d'énergie et les pipelines ont gagné en importance comme enjeux. Les pipelines devraient-ils s'étendre d'ouest en est pour assurer l'approvisionnement des Canadiens (ce qui leur donnerait la même importance que les chemins de fer dans l'édification du pays) ou être construits de manière à desservir l'Amérique du Nord, en fonction de la source de combustible la plus proche et la plus économique, peu importe sa nationalité?

Comme les raffineries de pétrole et les marchés du pétrole et du gaz naturel se concentraient dans le sud de l'Ontario, la logique économique commandait d'orienter les pipelines de l'Alberta vers le sud des Grands Lacs. Néanmoins, la population du nord de l'Ontario serait dépendante du charbon et du mazout, plus onéreux, pour se chauffer. Si les pipelines passaient au nord des Grands Lacs (en territoire canadien exclusivement), la population du nord de l'Ontario ferait partie d'un réseau énergétique 100 % canadien, mais le coût de l'énergie augmenterait dans le Golden Horseshoe, situé dans le sud de l'Ontario. Ces choix difficiles ont engagé Ottawa dans un processus décisionnel et, par extension, l'ont plongé plus profondément dans le développement énergétique.



C.D. Howe, un politicien influent à Ottawa, croyait qu'un gazoduc canadien serait à la fois pratique et nécessaire, malgré l'opposition du milieu des affaires. Le « débat sur le pipeline » TransCanada qui s'est ensuivi en 1956 a contribué à déloger le gouvernement libéral St-Laurent du pouvoir l'année suivante, mais celui-ci avait déjà octroyé un prêt à la TransCanada Pipeline Company, une entreprise privée américaine, pour qu'elle construise un pipeline en territoire canadien. Cette action assurait au Canada le contrôle de la canalisation et donnait au nord de l'Ontario un accès au gaz naturel de l'Alberta (Taylor 2009 : 159).

En sus de la participation directe du gouvernement fédéral dans les projets de pipelines, le gouvernement de l'Alberta a mandaté l'Alberta Gas Trunk Line (AGTL) Company en 1954 de collecter du gaz naturel à la tête de puits et de le transporter à travers l'Alberta jusqu'aux consommateurs et aux pipelines d'exportation situés à la frontière de l'Alberta (y compris le pipeline de TransCanada à la frontière de la Saskatchewan). D'entrée de jeu, le gouvernement est donc intervenu dans les décisions relatives aux pipelines, comme le tracé, l'accès au marché et le financement. L'AGTL n'était pas une société d'État, même si le gouvernement provincial en détenait des actions, mais son existence démontre que la propriété publique représentait un élément important au début du développement énergétique au Canada. L'AGTL ne s'est pas limitée à son rôle initial de transporteur de gaz naturel. En 1979, elle a fait l'acquisition de Husky Oil et s'est mise à fabriquer des produits chimiques et de l'équipement de production pour l'industrie pétrolière et gazière (Taylor 2009 : 160).

Les oléoducs créaient aussi des dissensions. Ceux qui considéraient l'énergie et les pipelines comme des outils pour bâtir le Canada voulaient qu'une conduite relie l'Alberta ainsi que les raffineries et les consommateurs de l'Ontario, mais aussi les marchés du Québec et des Maritimes. Ceux qui s'opposaient au prolongement des oléoducs à l'est de l'Ontario soutenaient qu'il était souvent plus économique d'importer du pétrole plutôt que de transporter du pétrole brut de l'Alberta au-delà d'Ottawa, à cause des coûts de transport, mais aussi parce que le pétrole brut de l'Ouest canadien coûtait plus cher que le pétrole brut étranger. Bliss (1987 : 525-529) indique que, grâce à son propre réseau de pipelines ou à ses partenariats avec des sociétés de pipelines, l'Impériale était le chef de file des pipelines au début des années 1950. Elle avait construit des canalisations qui s'étendaient d'Edmonton aux raffineries de Sarnia, en passant par le Wisconsin et le Michigan, et d'Edmonton aux raffineries de Vancouver, en passant par le col Yellowhead et le fleuve Fraser.

Malgré les découvertes majeures et le renforcement des capacités pipelinières qui en a résulté entre la fin des années 1940 et la fin des années 1950, le rythme des découvertes de gisements de pétrole a ralenti au milieu des années 1960. C'est à ce moment-là que les grandes pétrolières ont commencé à planifier leurs usines d'extraction du pétrole des sables bitumineux. Toutefois, le pétrole non classique qui se trouvait près de Fort McMurray présentait une menace pour le pétrole classique produit ailleurs. Pour cette raison, le gouvernement de l'Alberta n'a autorisé qu'un seul nouveau projet de construction : l'usine des Great Canadian Oil Sands de Sun Oil. De petites entreprises canadiennes indépendantes ont commencé à rediriger leurs travaux d'exploration vers l'Arctique, parfois avec l'aide du gouvernement fédéral (Bliss 1987 : 531).

En 1971, les progressistes-conservateurs de Lougheed se sont fait élire en Alberta en promettant de revoir les redevances provinciales sur le pétrole produit sur les terres de la Couronne. Lougheed soutenait que les

Albertains avaient besoin d'une plus grande part des recettes d'exploitation pétrolière et gazière pour renforcer leurs infrastructures matérielles et sociales. De plus, il souhaitait diversifier l'économie de l'Alberta des ressources naturelles en raison, d'une part, des conséquences néfastes du cycle d'expansion et de ralentissement (qui étaient bien visibles dans les régions riches en ressources comme l'Oklahoma) et, d'autre part, de l'épuisement des réserves. En 1976, Lougheed a créé le Fonds du patrimoine de l'Alberta pour financer la diversification économique. L'Alberta Energy Company, dont le gouvernement provincial détenait 50 % des actions, a été fondée pour développer l'industrie pétrochimique et financer l'expansion des sables bitumineux (Taylor 2009 : 160). À peine deux ans plus tard, en 1973, la crise de l'énergie de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) a amené le gouvernement fédéral dans une voie diamétralement opposée, car il croyait qu'il avait un rôle plus important à jouer dans la satisfaction des besoins énergétiques du Canada (Bliss 1987 : 532).

En 1973-1974, les prix du pétrole ont monté en flèche. À Edmonton, le gouvernement Lougheed a réagi en augmentant les redevances, ce qui a contrarié une partie du milieu des affaires de la province. À Ottawa, le gouvernement Trudeau a imposé une nouvelle taxe pour s'emparer d'une partie des profits monopolistiques qui allaient dans les poches des exportateurs de pétrole. En outre, il a gelé le prix du pétrole canadien pour protéger les consommateurs canadiens contre la hausse du cours mondial (Bliss 1987 : 532-533). Dans les années 1970, de nouvelles tentatives ont été faites pour régler l'industrie énergétique et mettre le développement énergétique au service des provinces et du pays. Pendant cette décennie, on a réalisé des découvertes majeures, dont la localisation de l'une des plus grandes réserves de gaz naturel de l'histoire du Canada (la région d'Elmvale, au centre-ouest de l'Alberta). Quant à Chevron Standard, il a découvert des milliards de barils de pétrole dans les bassins de West Pembina. Le mégaprojet d'exploitation des sables bitumineux de Syncrude était opérationnel en 1978. Malgré ces développements industriels, on se souvient des années 1970 et du début des années 1980 pour la politique axée sur les ressources qui dominait la scène nationale.



Même si l'exploration du sous-sol de l'océan Atlantique a débuté dans les années 1960, aucune découverte majeure n'a été réalisée avant 1979. Ensemble, Chevron et Mobil ont repéré un puits d'un milliard de barils sur le site Hibernia, au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Par l'intermédiaire de Petro-Canada et de la Société de gestion Canada Hibernia, une nouvelle société d'État, les progressistes-conservateurs de Mulroney ont assuré le développement de ce projet d'envergure, qui faisait miroiter aux Terre-Neuviens d'abondantes richesses. Au bout de plusieurs tentatives de démarrage infructueuses, le gouvernement fédéral a accru sa participation au projet (par l'intermédiaire de la Corporation de développement des investissements du Canada). Chevron a amorcé la construction de la plateforme au début des années 1990 et a officiellement amorcé ses activités d'exploitation en 1997. Bien qu'elles soient nettement inférieures à celles des sables bitumineux, les estimations officielles chiffrent les réserves du champ Hibernia à 1,4 milliard de barils de pétrole récupérable.

Même si la production de sables bitumineux a débuté en 1967 à l'usine des Great Canadian Oil Sands à Fort McMurray (alors gérée par la Sun Oil Company, maintenant Suncor Énergie), l'étendue réelle des gisements de sables bitumineux n'a été connue qu'au cours des années 1970. Ouverte en 1978, la mine de Syncrude, qui couvre 140 000 kilomètres carrés, est la plus grande au monde. La chute du prix du pétrole après 1981 a été suivie de deux décennies de ralentissement pour les projets d'exploitation des sables bitumineux. Ce n'est qu'en 2003 que de nouveaux projets ont été mis en branle. En 2005, le ministère de l'Énergie de l'Alberta estimait que le plus grand gisement de sables bitumineux, soit le champ pétrolifère Athabasca, contenait plus de 120 milliards de barils de bitume récupérable (pouvant être transformé en pétrole brut grâce à la technologie actuelle) et que la quantité possiblement récupérable totalisait plus de deux mille milliards de barils (Taylor 2009 : 250).

De 2003 à 2014 (moins la grande récession de 2008-2009), les prix du pétrole ont atteint des sommets historiques, ce qui a attiré d'énormes investissements canadiens et étrangers dans l'industrie pétrolière. Néanmoins, la révolution schisteuse, qui s'était enclenchée aux États-Unis en 2009, a provoqué un afflux croissant de pétrole brut sur les marchés nord-américains de l'énergie. À la suite de l'effritement du cartel de l'OPEP, les membres ont inondé le marché de leurs stocks et le cours mondial du pétrole a chuté de 105 \$ le baril, en 2014, à moins de 30 \$ le baril, en 2016. Cette chute a entraîné l'abandon de nouveaux projets, le ralentissement de la capacité de production, la faillite de certaines pétrolières, des déficits considérables pour les provinces productrices et des milliers de pertes d'emplois.

1.2 Évolution de la politique énergétique au Canada

La Constitution canadienne stipule que les provinces détiennent et contrôlent les terres et les ressources sur leur territoire. Les provinces ont aussi compétence pour légiférer dans les domaines de l'exploration, de l'exploitation, de la conservation et de la gestion des ressources non renouvelables et du régime de redevances.² Toutefois, le gouvernement fédéral n'aurait peut-être pas accordé à l'Alberta le contrôle de ses ressources souterraines en 1930 s'il avait su que les champs pétrolifères étaient viables sur le plan commercial. En 1938, l'Oil and Gas Conservation Board a été établi pour arbitrer les différends dans l'industrie énergétique de l'Alberta. Des politiciens fédéraux, notamment C.D. Howe, et le gouvernement de l'Alberta désiraient promouvoir les exportations de gaz naturel, mais, en 1949, l'Oil and Gas Conservation Board a reçu le mandat de s'assurer que les exportations ne menacent pas les besoins en gaz naturel de l'Alberta à long terme (Taylor 2009 : 159).

La Commission royale d'enquête sur l'énergie, présidée par Henry Borden, a mené à la Politique nationale du pétrole en 1961. La Commission Borden a recommandé que les marchés à l'ouest de la vallée de l'Outaouais soient exclusivement approvisionnés en pétrole canadien et que les marchés de l'Est du Canada importent du pétrole. En pratique, cette recommandation signifiait que les consommateurs de l'Ontario devraient payer une prime de quelques cents le baril par rapport aux prix mondiaux pour soutenir l'industrie albertaine du pétrole. La Commission Borden a recommandé de créer l'Office national de l'énergie (ONE) pour régler l'industrie pétrolière et gazière et de lui confier, notamment, le mandat de déterminer les exportations vers les États-Unis. À l'époque, les producteurs de pétrole de l'Alberta

exigeaient que l'accès au marché soit élargi pour écouler leurs surplus. À la fin des années 1960, l'Ouest canadien expédiait près d'un million de barils par jour (bpj) aux États-Unis, ce qui équivalait approximativement à la quantité de pétrole que l'Est du Canada importait. Le Canada exportait aussi à peu près la moitié de son gaz naturel (Bliss 1987 : 529).

N'eût été la crise de l'énergie à deux volets des années 1970, possiblement qu'aucune tentative n'aurait été faite pour régler, au fédéral, et canadianiser l'industrie pétrolière et gazière. L'OPEP a restreint ses exportations de pétrole vers l'Ouest en 1973-1974 pour les punir d'avoir appuyé Israël dans la guerre du Kippour. L'embargo a fait quadrupler les prix du pétrole en moins de 12 mois (de 3 à 12 \$ le baril) (Bliss 1987 : 533). La situation a amené le gouvernement Trudeau à mettre en œuvre une série de politiques énergétiques nationales pour favoriser l'autosuffisance et atténuer le choc énergétique.

À la fin des années 1970, les cadres de réglementation du pétrole du Canada et des États-Unis présentaient de nombreuses similitudes. Aux États-Unis, le prix à la tête du puits faisait l'objet de mesures de contrôle (établies par la Federal Energy Regulatory Commission), tandis que les droits et les tarifs pipeliniers étaient gérés sur le plan politique. Le prix des produits pétroliers raffinés était en grande partie déterminé par les forces du marché. Au Canada, le pétrole brut était vendu aux termes de contrats de courte durée, le gouvernement fédéral réglementait le prix du brut qui était échangé entre provinces ou pays, et les exportations devaient être autorisées par l'ONE. De plus, le brut produit au Canada était assujéti à des restrictions en matière de volume et d'exportation (Plourde 2005 : 53-4).

Le cadre de réglementation du gaz naturel était lui aussi comparable au Canada et aux États-Unis. Plourde (2005 : 53-4) nous apprend qu'un grand nombre de compagnies produisaient du gaz naturel et le vendaient aux sociétés pipelinères, lesquelles expédiaient le combustible à des monopoles réglementés (appelés « entreprises locales de distribution »). Le prix du gaz naturel était géré à deux points dans la chaîne industrielle : la tête du puits et l'utilisateur final. Le gouvernement fédéral déterminait les prix au point de livraison, alors que l'ONE administrait les frais pipeliniers.

Pendant la crise de 1973-1974, Ottawa a encouragé les mesures de conservation ainsi que l'exploration et le développement des régions éloignées, a prolongé le pipeline interprovincial de Toronto à Montréal pour approvisionner l'est du pays en brut de l'Ouest canadien, a restreint les exportations de pétrole et de gaz et a appuyé de nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux (dont l'usine de Syncrude qui a amorcé ses activités en 1978). De nouvelles mesures fiscales veillaient à ce que le Trésor fédéral récolte une partie des profits mirobolants des pétrolières, alors que les contrôles nationaux maintenaient les prix du pétrole et du gaz sous les niveaux mondiaux, ce qui protégeait les consommateurs canadiens des effets du choc (Bliss 1987 : 533-4).

Les découvertes majeures de gisements de pétrole et de gaz à la fin des années 1970 ont contribué à apaiser les craintes relatives à l'amenuisement des réserves, mais l'exploitation et la réglementation des ressources étaient de plus en plus contestées. En Alberta, les gens d'affaires de l'industrie pétrolière et gazière s'opposaient farouchement aux initiatives menées par Ottawa pour contrôler la trajectoire du développement énergétique au Canada. La création de la compagnie pétrolière publique Petro-Canada en 1975 n'a pas aidé. Le mandat initial de Petro-Canada consistait notamment à explorer le Nord canadien

et à effectuer des recherches sur les combustibles synthétiques et d'autres sources d'énergie non traditionnelle (Taylor 2009 : 187-8). Les entreprises souhaitaient vivement éviter ces activités coûteuses et non rentables à court terme, mais pourtant essentielles à la vitalité de l'industrie à long terme. Petro-Canada a fini par étendre ses activités à l'exploitation des sables bitumineux et du pétrole lourd, y compris



la production de pétrole brut et de gaz naturel, le raffinage du pétrole et la vente d'essence au consommateur, en partie parce que l'exploration coûtait cher.

Afin de pénétrer le marché des produits intermédiaires et en aval, Petro-Canada a acquis Pacific Petroleum en 1978 pour 1,5 milliard de dollars. Il s'agissait de l'acquisition la plus importante de l'histoire du Canada (Bliss 1987 : 539). Petro-Canada a ensuite acheté les actifs de

Petrofina, une société belge, et les intérêts canadiens de British Petroleum, dont un réseau de raffineries et de stations-service. Lorsqu'elle a fait l'acquisition des opérations de raffinage et de marché de Gulf Canada en 1985, Petro-Canada était la deuxième société énergétique en importance au Canada (selon ses actifs) et contrôlait près du cinquième du marché de détail du pétrole (Taylor 2009 : 188).

En 1979, les progressistes-conservateurs de Joe Clark ont été portés au pouvoir à Ottawa en promettant de démanteler une grande partie de la politique énergétique des libéraux. Le gouvernement Clark aurait peut-être réussi à annuler les mesures énergétiques de Trudeau s'il n'y avait pas eu la révolution iranienne cette année-là et un autre choc de prix provoqué par l'OPEP (qui a fait passer les prix de 14 à 28 \$ le baril). Trudeau avait mené une campagne victorieuse centrée sur l'autosuffisance énergétique et la canadianisation de l'industrie. Instauré en octobre 1980, le Programme énergétique national (PEN) englobait un large éventail de politiques couvrant notamment l'impôt, les prix, les subventions, les frais et la nationalité (Bliss 1987 : 540-1).

Les multiples objectifs que le PEN cherchait à atteindre expliquent en partie pourquoi il mettait de l'avant une politique complexe. L'un des objectifs, la canadianisation de la moitié de l'industrie en 10 ans, devait être atteint en offrant des primes d'encouragement pétrolier, lesquelles couvraient 80 % des coûts de forage en sol canadien. Seules les compagnies détenues à 75 % par des Canadiennes et des Canadiens avaient droit aux primes d'encouragement pétrolier. Toutes les compagnies actives sur le territoire canadien devaient céder 25 % de leurs actions à Petro-Canada (ou une autre société d'État). Les entreprises canadiennes privées étaient encouragées à acquérir des actifs étrangers, alors que les possibilités d'expansion des entreprises étrangères étaient réduites dans le secteur pétrolier et gazier (en vertu de dispositions de la *Loi sur l'examen de l'investissement étranger*).³ Le PEN visait également à protéger les Canadiens des cours mondiaux de l'énergie grâce à un système de prix inférieurs administré par le fédéral. Il visait également à éliminer les exportations nettes de pétrole brut vers les États-Unis et à créer de nouveaux flux de rentrées pour Ottawa grâce à des taxes nationales sur le pétrole et le gaz naturel, lesquelles ont eu pour effet de limiter les recettes des provinces productrices (Bliss 1987 : 542).

Le PEN était basé sur des prix élevés et croissants, mais, en 1982, il était clair que l'OPEP commençait à avoir de la difficulté à soutenir un prix gonflé, et le cours mondial du pétrole a amorcé une décroissance qui allait durer 20 ans. La conjoncture économique n'était pas favorable au PEN, mais il a été tourné en dérision, à l'interne, par le gouvernement de l'Alberta et, à l'externe, par des multinationales du pétrole (sur lesquelles il avait des effets néfastes) et par la nouvelle administration Reagan à Washington. D'après ce que raconte Taylor (2009 : 189), un grand nombre de petites entreprises canadiennes étaient hostiles au PEN, même si elles en bénéficiaient directement. Les progressistes-conservateurs de Mulroney, qui sont arrivés au pouvoir en 1984, ont tenu leur promesse de démanteler le PEN. Or, la privatisation de Petro-Canada s'est avérée plus difficile que prévu, car la société d'État était étroitement intégrée dans le réseau énergétique canadien. Le gouvernement fédéral l'a finalement vendue en 1991, mais il a conservé 20 % des actions et a limité la propriété étrangère à 25 %. Sur les marchés nord-américains, il s'agissait d'une réorientation stratégique majeure, mais pas la seule.

Du point de vue stratégique, Doern (2005 : 8) indique que le milieu des années 1980 a marqué le début de la dérèglementation, de la libéralisation du commerce et des investissements et de l'adoption d'une approche favorable aux marchés en matière de développement et de durabilité. Après des décennies de contrôle des prix, l'Accord énergétique de l'Ouest, signé en 1985 par Ottawa et les provinces productrices de l'Ouest canadien, a dérèglementé le pétrole. En opérant un retour vers les prix et les marchés continentaux de l'énergie, il a marqué la fin d'un quart de siècle d'efforts déployés pour gérer politiquement les prix du pétrole brut, qui avaient débuté en 1961 avec la Politique nationale du pétrole. La dérèglementation du gaz naturel qui s'en est suivi a affaibli la position monopolistique des compagnies de pipelines et de distribution. Signé en 1988, l'Accord commercial Canada-États-Unis (ACCEU) a normalisé la dérèglementation du marché de l'énergie nord-américain et empêché l'utilisation ultérieure d'un système à double prix. En échange d'un accès garanti aux marchés américains du pétrole et du gaz, le Canada a conclu un arrangement en matière d'exportation qui faisait passer la sécurité énergétique des États-Unis en premier. La règle dite de « proportionnalité » empêchait le Canada de restreindre arbitrairement la quantité de produits destinés aux



consommateurs américains établis, même en cas de pénurie au Canada, car la proportion de produits vendus aux États-Unis devait demeurer fixe. Certains considéraient que l'ACCEU et l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA), qui a succédé à l'ACCEU en 1994, ont « constitutionnalisés » la filière énergétique nord-américaine, ce qui a rendu la gestion politique du développement énergétique beaucoup plus difficile pour les gouvernements subséquents (Doern 2005 : 9).

La dérèglementation des marchés du pétrole au Canada et aux États-Unis a mis fin à l'administration du prix à la tête de puits et à la

limitation des transactions transfrontalières, surtout internationales. Les États-Unis ont dérèglementé leurs marchés à la fin des années 1970, tandis qu'il a fallu au Canada 10 ans de plus pour le faire. Jusqu'alors, un écart séparait les prix du brut au Canada et aux États-Unis. À la suite de la dérèglementation des marchés, la



différence de prix a commencé à être plus représentative de la qualité et des coûts de transport (le motif d'arbitrage ayant été éliminé). Comme les prix du pétrole s'étaient financiarisés, les commerçants établissaient le prix des marchandises au moyen des marchés au comptant et à terme (au New York Mercantile Exchange (NYMEX)), afin de réduire le risque associé à la volatilité (Plourde 2005 : 56, 60-1).

La dérèglementation du gaz naturel a suivi une tendance similaire. Dans l'industrie du gaz naturel, la surveillance réglementaire était plus stricte que dans celle du pétrole en ce sens que presque toutes les transactions (prix, volumes, droits pipeliniers, droits de douane, durée des contrats) étaient régies par des organismes publics ou le gouvernement. Le gouvernement fédéral était responsable de la gestion des prix et du contrôle des exportations (dans le cadre du PEN) en 1980, mais, à peine trois ans plus tard, il a commencé à assouplir les mesures de contrôle des prix sur le marché intérieur, laissant plus de marge de manœuvre aux acteurs du marché pour fixer les prix. Un an plus tard, il a fini par relâcher le contrôle des prix dans le cadre des transactions internationales. La dérèglementation des prix et des exportations s'est intensifiée après 1985, et l'avènement de l'ACCEU, en 1989, a « normalisé » la dérèglementation du marché du gaz naturel (Plourde 2005 : 64-7).

Sans abandonner la stratégie de développement énergétique du gouvernement progressiste-conservateur de Mulroney, qui axée sur le marché, les libéraux de Chrétien ont mis l'accent sur trois objectifs dans leur politique énergétique : l'établissement d'un cadre fondé sur la concurrence et l'innovation pour le développement énergétique à long terme, l'encouragement de la gestion environnementale responsable (par l'intermédiaire d'évaluations environnementales pour les projets énergétiques, par exemple) et la sécurité des approvisionnements énergétiques à des prix concurrentiels (Doern 2005 : 11-12). La confiance que les gouvernements Mulroney et Chrétien accordaient au marché suggère que le pétrole et le gaz n'étaient plus considérés comme des marchandises ayant une importance nationale stratégique.

Pendant presque toute la période allant de 1945 à 1985, les gouvernements fédéral et provinciaux percevaient les ressources énergétiques canadiennes comme étant rares. Cette perception leur a évidemment inspiré une orientation stratégique axée sur la sécurité, l'autosuffisance et les carences du marché. Depuis que le gouvernement Mulroney a rompu avec cette orientation politique, le gouvernement fédéral suit une stratégie de développement et de réglementation axée sur le marché. Les principaux organismes de réglementation comprennent l'ONE, la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, l'ALENA et divers textes de loi (Doern 2005 : 12-13). En Alberta, la stratégie de développement et de

règlementation axée sur le marché est flagrante comme nulle part ailleurs (à l'exclusion du gouvernement Notley). Doern (2005 : 33-4) nous apprend que le ministère de l'Énergie de l'Alberta a affirmé, lors du dernier boom énergétique, que ses objectifs en matière de développement comprenaient l'optimisation des recettes de l'exploitation des ressources pour les Albertains et l'élimination des obstacles au développement, à la compétitivité, à la sécurité de l'approvisionnement et à la liberté de choix des consommatrices et des consommateurs.

En dépit du laissez-faire généralisé dans le secteur de l'exploitation du pétrole et du gaz, les arrangements en matière de redevances représentent de nouveau un enjeu politique depuis le début du boom énergétique en 2003. Par exemple, alors qu'il était premier ministre de Terre-Neuve-et-Labrador, Danny Williams a négocié une participation en capital de 5 % dans le projet extracôtier Hebron avec différentes sociétés d'énergie (Husky, Petro-Canada, Chevron, ExxonMobil et Norsk Hydro), en sus d'un régime de redevances plus avantageux (Taylor 2009 : 250-1). Dans le contexte de la montée du nationalisme autochtone et de l'épanouissement du mouvement environnemental au Canada, le développement et les politiques énergétiques sont contestés de plus en plus vivement ces dernières années. En 2016, il n'est pas certain qu'il y aura une réorientation majeure de la politique applicable au pétrole et au gaz. Quand les prix de l'énergie sont élevés et les affaires sont florissantes, il est difficile d'exiger une refonte du modèle de développement et de réglementation. Compte tenu de la faiblesse des prix et de l'inactivité sur les marchés, Unifor croit que le moment est venu de repenser la manière de développer et de gérer stratégiquement l'énergie canadienne.



2. Profil de l'énergie au Canada

On se souvient que l'ancien premier ministre Stephen Harper a qualifié le Canada de « puissance énergétique ». Il avait raison. Le pétrole est encore la principale source de carburant au monde. Avec ses 173 milliards de barils de pétrole récupérable, le Canada, seulement devancé par le Venezuela et l'Arabie Saoudite, possède les troisièmes réserves prouvées en importance sur la planète. En 2014, les États-Unis ont ravi à l'Arabie Saoudite le titre de premier producteur de pétrole au monde. Fort de ses 4,3 millions de bpj, le Canada se classait quatrième sur le plan de la production de pétrole, derrière la Russie. D'après Statistique Canada (2016 : 7), le Canada est le cinquième producteur et le quatrième exportateur net de gaz naturel au monde. En plus d'être le troisième producteur d'hydroélectricité et le deuxième producteur d'uranium, le Canada arrive au deuxième rang pour ce qui est de l'amélioration de son efficacité énergétique parmi les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie. Dans le domaine de l'énergie renouvelable, le Canada se situe au septième rang en ce qui a trait aux capacités éoliennes. Du point de vue énergétique, il est indubitable que le Canada occupe une position enviable.

La présente section dresse le profil de l'énergie au Canada, notamment en compilant des données sur la production, le transport, la transformation et la consommation. Elle contient également des précisions sur le produit intérieur brut (PIB), l'emploi, le commerce, les recettes, les impôts et la propriété. Elle vise à démontrer l'importance économique et géostratégique de l'énergie pour la prospérité du Canada.

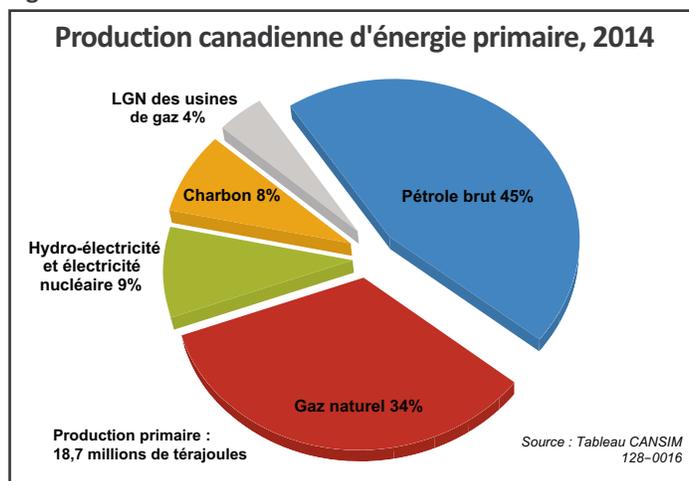
2.1 Production d'énergie au Canada

En 2014, la production d'énergie primaire s'élevait à 18,7 millions de térajoules au Canada.⁴ La production d'énergie primaire a augmenté de 1,3 % par jour au cours de la dernière décennie, alors que la production totale a grimpé de 30 % depuis 1995. Les combustibles fossiles représentent l'essentiel de la production d'énergie primaire. Le pétrole brut représente 45 %; le gaz naturel, 34 %; le charbon, 8 %; les liquides de gaz naturel (LGN) des usines de gaz, 4 %; l'hydroélectricité et l'électricité nucléaire (les seuls types de combustibles non polluants), 9 % (voir la figure 2.1).

La production d'énergie secondaire, qui totalisait 5,1 millions de térajoules lors de la dernière année observée, était dominée par les produits pétroliers raffinés dans une proportion de 88 %. L'électricité thermique représentait 10 % de l'énergie secondaire, alors que le coke et le gaz de cokerie se partageaient les 2 % restants.

En 2014, les réserves canadiennes de pétrole

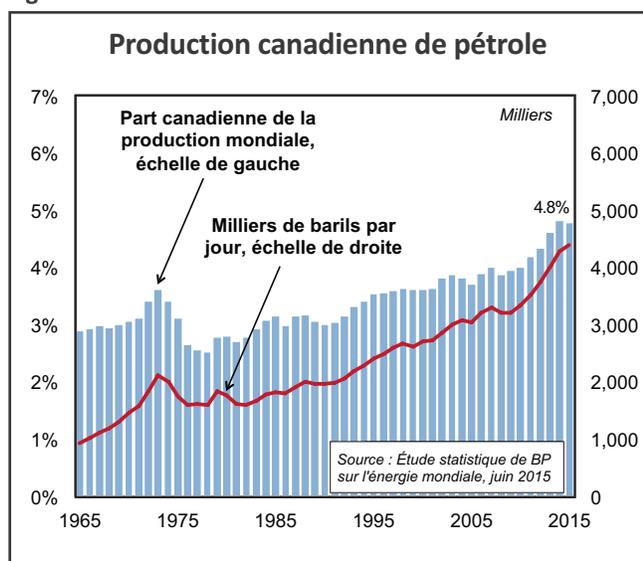
Figure 2.1



s'élevaient à 173 milliards de barils, contre 182 milliards de barils en 1999. Ainsi, les réserves canadiennes représentent 10 % des réserves mondiales totales. Le Venezuela possède 18 % des réserves prouvées et l'Arabie Saoudite, 16 %. Au Canada, les réserves prouvées de pétrole sont composées à 97 % de sables bitumineux (« pétrole non classique »), comparativement à 80 % au début des années 1980. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador estime ses réserves de pétrole marin à 6 milliards de barils.

À Terre-Neuve-et-Labrador, trois plateformes de forage pétrolier sont exploitées en mer : Hibernia, Terra Nova et White Rose. Au début de 2016, ces plateformes produisaient 200 000 barils de pétrole par jour d'après l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Une quatrième plateforme, Hebron, devrait être mise en service en 2017. En 2014, la production canadienne de pétrole, qui

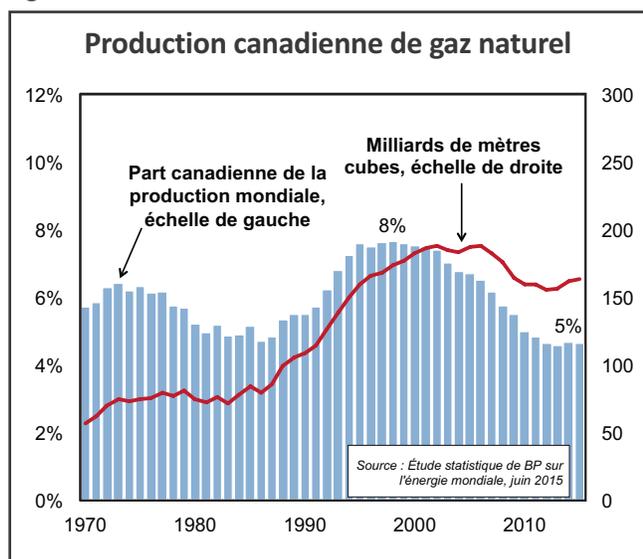
Figure 2.2



augmente constamment au fil des décennies, a atteint 4,3 millions de bpj, un record historique (voir la figure 2.2). Représentant 5 % de la production mondiale totale, le Canada était le quatrième producteur de pétrole au monde. La production canadienne de pétrole se concentre dans trois régions : l'Alberta (77 %), la Saskatchewan (13 %) et le Canada atlantique (6 %).

Comptant deux mille milliards de mètres cubes (17,3 milliards de dollars de bep) de gaz naturel, les réserves canadiennes représentent 17 % des réserves nord-américaines, mais seulement 1 % des réserves mondiales. L'Iran possède les plus grandes réserves au monde (18 %). Pour ce qui est des réserves prouvées de gaz naturel, le Canada se classe au 15^e rang. Le Canada, qui affichait une production de 162 milliards de mètres cubes en 2014, était le cinquième producteur de gaz naturel au monde (voir la figure 2.3), derrière les États-Unis, la Russie, le Qatar et l'Iran. Depuis 2000, la production de gaz naturel a diminué de près de 15 %, alors que la part canadienne de la production mondiale est passée de 8 % à la fin des années 1990 à 5 % en 2014.

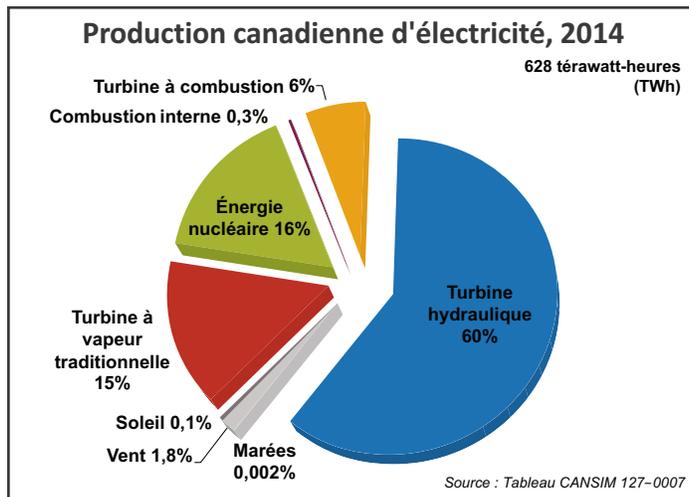
Figure 2.3



Comme c'est le cas pour le pétrole, la majeure partie du gaz naturel canadien est produit en Alberta (70 %). La Colombie-Britannique représente 24 %, tandis que la Saskatchewan et le Canada atlantique représentent 6 %.

Les réserves de charbon du Canada, qui totalisent 6,6 milliards de tonnes, constituent moins de 1 % des réserves mondiales (les États-Unis, la Russie et la Chine possèdent à eux seuls 57 % des réserves mondiales). En raison de la fermeture progressive des centrales au charbon, la production de charbon a chuté de plus de

Figure 2.4



10 % au Canada par rapport au milieu des années 1990. En 2014, la production canadienne représentait moins de 1 % de la production mondiale. L'Ouest canadien domine également la production de charbon. La Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan produisent respectivement 45 %, 40 % et 10 % du charbon.

Au Canada, l'Alberta est la principale productrice de produits pétroliers raffinés (30 %), suivie de l'Ontario et du Canada atlantique (23 % chacun) et du Québec (17 %). L'Alberta détient également le titre de

première productrice d'électricité thermique (53 %). La Saskatchewan, l'Ontario et le Canada atlantique comptent chacun pour 13 % de la production d'électricité thermique.

En tout, 60 % de la production d'électricité, qui s'élevait à 628 térawatt-heures en 2014, provient de turbines hydrauliques (voir la figure 2.4)⁵; 16 %, de turbines à vapeur alimentées par l'énergie nucléaire; 15 %, de turbines à vapeur traditionnelles (probablement alimentées au charbon). Les sources d'énergie non renouvelable classique, comme le vent, le soleil et les marées, représentent moins de 2 % de la production d'électricité au Canada.

Contrairement au pétrole et au gaz naturel, qui sont fortement concentrés dans l'Ouest canadien, la production d'électricité reflète davantage la situation démographique. Le Québec est le principal producteur d'hydroélectricité et d'électricité nucléaire (40 %), suivi de l'Ontario (28 %), de la Colombie-Britannique (12 %), du Canada atlantique (10 %) et du Manitoba (7 %).

2.2 Consommation d'énergie au Canada

Les figures 2.5 et 2.6 présentent une ventilation de la consommation d'énergie au Canada par type de carburant et par consommation. Le pétrole est le principal carburant consommé au Canada (31 %), suivi du gaz naturel (28 %), de l'hydroélectricité (26 %), de l'électricité nucléaire (7 %), du charbon (6 %) et des sources d'énergie renouvelable (2 %). Dans l'ensemble, les sources de carburant non émettrices de GES comptent pour 35 % de la consommation d'énergie au Canada, ce qui est nettement supérieur à la moyenne de l'Union européenne (UE) de 24 % et à la moyenne mondiale de 13 %.

Figure 2.5

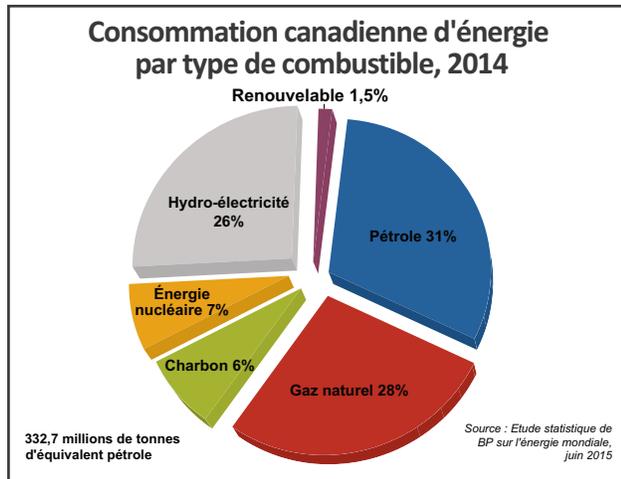
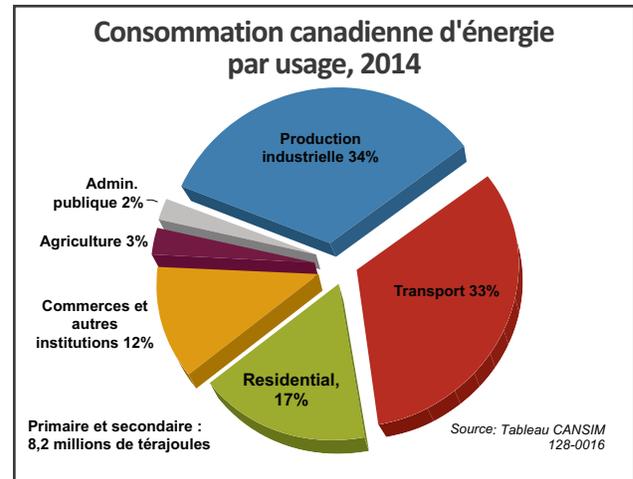


Figure 2.6



La prédominance relative de l'hydroélectricité (qui représente 25 % de la consommation canadienne, mais seulement 7 % de la consommation mondiale et 5 % de la consommation de l'UE) et le caractère relativement négligeable du charbon (qui représente seulement 6 % de la consommation canadienne, mais 30 % de la consommation mondiale et 17 % de la consommation de l'UE) différencient principalement le Canada d'autres régions du monde sur le plan des sources d'énergie « propre ».

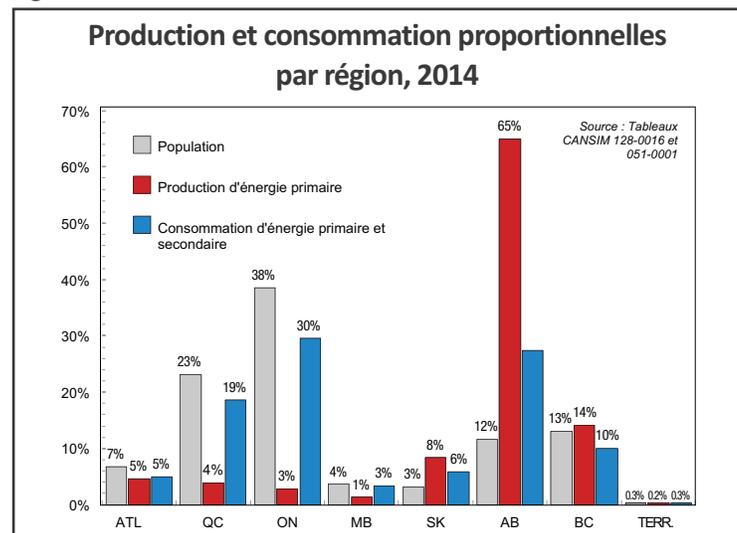
Les deux tiers de l'énergie consommée servent à la production industrielle et au transport (34 et 33 % respectivement) (voir la figure 2.6). Le reste de l'énergie est utilisé par le secteur résidentiel (17 %), les commerces et autres institutions (12 %), l'agriculture (3 %) et l'administration publique (2 %).

La figure 2.7 met en contraste la population de chaque région du Canada (colonnes grises) à la production (colonnes rouges) et à la consommation (colonnes bleues) proportionnelles d'énergie. Le graphique montre clairement à quel point la production d'énergie est fortement concentrée dans l'Ouest canadien. Même si elle ne compte que 12 % de la population canadienne, l'Alberta produit 65 % de l'énergie primaire. Malgré sa population relativement faible, l'Alberta consomme 27 % de l'énergie primaire et secondaire. L'Alberta arrive donc au deuxième rang des provinces consommatrices d'énergie, derrière l'Ontario (30 %) et devant le Québec (19 %).

Ces provinces sont suivies de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, qui produisent respectivement 14 et 8 % de l'énergie canadienne. Il convient de noter que les provinces à forte consommation d'énergie, comme l'Alberta et la Saskatchewan, pratiquent l'agriculture

La figure 2.7 met en contraste la population de chaque région du Canada (colonnes grises) à la production (colonnes rouges) et à la consommation (colonnes bleues) proportionnelles d'énergie. Le graphique montre clairement à quel point la production d'énergie est fortement concentrée dans l'Ouest canadien. Même si elle ne compte que 12 % de la population canadienne, l'Alberta produit 65 % de l'énergie primaire. Malgré sa population relativement faible, l'Alberta consomme 27 % de l'énergie primaire et secondaire. L'Alberta arrive donc au deuxième rang des provinces consommatrices d'énergie, derrière l'Ontario (30 %) et devant le Québec (19 %).

Figure 2.7



intensive, un facteur qui explique leurs émissions de GES supérieures à la moyenne.

Pour sa part, le Canada atlantique occupe le quatrième rang (5 %). Toutes les autres provinces et régions consomment plus d'énergie qu'elles n'en produisent (et sont donc des importatrices nettes d'énergie). Par exemple, l'Ontario produit seulement 3 % de l'énergie primaire au Canada, mais il consomme 30 % de l'énergie primaire et secondaire.

2.3 Réseaux de transport et de distribution

D'après Ressources naturelles Canada, les infrastructures pétrolières et gazières sont composées de quelque 840 000 kilomètres de canalisations principales, de canalisations de collecte et de canalisations de distribution. Atteignant 73 000 kilomètres, les pipelines interprovinciaux ou transfrontaliers sont régis par l'ONE. Quant aux pipelines intraprovinciaux, qui comprennent les canalisations de distribution du gaz naturel qui relient les résidences munies d'une fournaise au gaz naturel ou d'un chauffe-eau, ils sont régis par des autorités provinciales. L'Alberta, par exemple, régit plus de 400 000 kilomètres de pipelines.

La plupart des pipelines sont situés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Selon Ressources naturelles Canada, les pipelines transportent 1,2 milliard de barils de pétrole par année au pays. En tout, les infrastructures pipelinières canadiennes transportent pour 100 milliards de dollars en produits du pétrole et du gaz naturel. Or, elles sont vieillissantes. Il s'agit à la fois d'un défi à relever et d'une chance à saisir. D'après le Fonds monétaire international, le Canada pourrait accroître son PIB de 2 % (ou 40 milliards de dollars) d'ici 2020 s'il répondait aux besoins de ses infrastructures énergétiques. Bien que les pipelines transportent l'essentiel du pétrole canadien et sont généralement plus sûrs et économiques, plus de 600 000 barils de pétrole brut et de produits pétroliers ont été transportés par rail en 2014.

Edmonton est la capitale du pipeline au Canada. La majeure partie du pétrole canadien y est acheminée, puis redistribuée par 11 pipelines, dont 3 transportent le gros du brut canadien.⁶ Quelques-uns des principaux pipelines qui transportent le pétrole, le gaz naturel et les produits pétroliers canadiens ou qui sont reliés aux raffineries sont énumérés ci-dessous.

- Enbridge exploite de nombreux pipelines en Amérique du Nord. Le pipeline Canadian Mainline, qui s'étend sur 5 000 kilomètres et qui transporte 1,4 million de barils de pétrole brut et de dilbit par jour, est le plus long de ceux-ci. Remontant à 1950, le Canadian Mainline va d'Edmonton à Montréal, en passant par Hardisty, Regina et les raffineries situées à Sarnia et à Superior, au Wisconsin.
- Le réseau pipelinier Trans Mountain de Kinder Morgan, qui est en service depuis 1953, transporte du pétrole brut et des produits raffinés dérivés des sables bitumineux jusqu'aux terminaux et aux raffineries de la région métropolitaine de Vancouver, via Edmonton. Le pipeline Express, aussi exploité par Kinder Morgan, transporte du pétrole brut sur 1 200 kilomètres, de Hardisty, en Alberta, à Casper, au Wyoming. D'une longueur de 3 000 kilomètres, le pipeline Cochin de Kinder Morgan transporte des liquides de gaz naturel de Fort Saskatchewan, en Alberta, à Sarnia, en Ontario.
- TransCanada exploite un certain nombre de pipelines, dont le réseau pipelinier Keystone, qui achemine du pétrole brut de Hardisty, en Alberta, à des raffineries de l'Illinois et du Texas ainsi qu'à des dépôts de

réservoir à essence situés à Cushing, en Oklahoma. Les deux premières phases du réseau pipelinier, qui sera réalisé en trois phases, ont une capacité de 590 000 bpj.

- Suncor exploite un pipeline de 400 kilomètres qui transporte du pétrole brut et des produits raffinés de Fort McMurray à Edmonton.
- Le pipeline Trans-Nord achemine des produits raffinés de Nanticoke à Montréal.
- Le pipeline Portland-Montréal relie des installations de déchargement de navires-citernes situées à Portland, au Maine, à la raffinerie de Montréal.
- TransCanada exploite le plus grand réseau de gazoducs au Canada. Le réseau albertain, qui s'étend sur 23 000 kilomètres, collecte du gaz naturel pour l'Alberta, alors que le gazoduc de 14 000 kilomètres de Canadian Mainline va de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan à la frontière du Québec et du Vermont.

Il convient de noter que certaines raffineries de l'Est du Canada à l'heure actuelle n'ont pas accès au pétrole de l'Ouest canadien par pipeline. Les infrastructures pipelinieres du Canada peuvent transporter les hydrocarbures de l'Ouest canadien jusqu'à Montréal, sans plus. Le pétrole brut produit dans l'Ouest canadien fournit au maximum les raffineries de l'Ouest, mais il fait fonctionner les raffineries de l'Ontario seulement aux trois quarts de leur capacité. Dans le cadre du projet d'inversion du flux de la canalisation 9 d'Enbridge, d'une capacité de 300 000 bpj, le brut canadien arrive à Montréal depuis la fin de 2015. Les raffineries de l'Est du Canada importent du pétrole de différents pays. Les États-Unis en sont la principale source étrangère de pétrole depuis peu, mais les pays de l'OPEP, comme l'Algérie, l'Arabie Saoudite, le Nigeria et l'Irak, lui fournissent aussi du pétrole, ainsi que les pays bordant la mer du Nord, comme la Norvège et le Royaume-Uni.

2.4 Transformation de l'énergie au Canada

Le Canada possède 10 % des réserves de pétrole, mais il compte pour 5 % de la production de pétrole et seulement 2 % de la capacité de raffinage à l'échelle mondiale. D'une part, cette situation est attribuable au fait que le Canada a une frontière commune avec le principal raffineur de pétrole brut au monde (les États-Unis détiennent 18 % de la capacité mondiale de raffinage). D'autre part, le manque relatif de capacité de raffinage du Canada témoigne de la mentalité « d'extraction » des décideurs qui se sont succédé au Canada, pour qui la maximisation de l'activité économique découlant des ressources énergétiques du Canada n'était pas une priorité politique.

La capacité de raffinage du Canada atteint presque 2 millions de bpj. Bien que la production de pétrole ait triplé depuis la fin des années 1970, la capacité de raffinage du Canada est inférieure à ce qu'elle était en 1978, alors qu'elle s'élevait à 2,2 millions de bpj. Le débit des raffineries est passé de 1,9 à 1,7 million de bpj de 2007 à 2014. En revanche, la production nord-américaine de pétrole a augmenté de 33 % pendant cette période. Ainsi, le surplus de bitume et de pétrole brut canadiens (et américains) aurait été absorbé par les raffineries aux États-Unis ou en dehors de l'Amérique du Nord.



Des spécialistes de l'économie ont modélisé les effets des exportations accrues de bitume sur l'emploi pour vérifier la corrélation entre l'augmentation de la capacité des pipelines d'exportation et le traitement du pétrole au Canada (Infometrica 2012). Le modèle économétrique suggère qu'un accroissement de la capacité des pipelines d'exportation de 400 000 bpj correspond à 18 000 emplois de moins dans l'industrie canadienne du raffinage. Ce constat renforce la position stratégique adoptée par l'ancien SCEP, selon laquelle l'exportation du bitume brut coûte des milliers d'emplois de qualité à l'économie canadienne (voir Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, 2009).

Au début des années 1980, soit à la fin du dernier boom de l'énergie, le Canada produisait 11 % du pétrole nord-américain et possédait 10 % de la capacité de raffinage, ce qui supposait un certain équilibre entre l'extraction et la fabrication de pétrole. Une trentaine d'années plus tard, le Canada produit 25 % du pétrole nord-américain, mais il en raffine seulement 9 %. Le Canada a donc carrément raté l'occasion économique d'équilibrer ses capacités d'extraction et de production.

Le tableau 2.1 recense les raffineries et les usines de traitement, y compris leur emplacement et leur capacité. Les 17 raffineries canadiennes sont administrées par 11 sociétés d'énergie. Seulement trois entreprises, c'est-à-dire l'Impériale, Shell et Petro-Canada, exploitent plus d'une raffinerie et vendent leurs produits à l'échelle nationale. En général, les autres entreprises exploitent seulement une raffinerie et distribuent leurs produits à l'échelle régionale. Le Canada compte trois principaux centres de raffinage (Edmonton, Sarnia et Montréal), mais toutes les régions ont au moins une raffinerie, sauf le Manitoba, l'Île-du-Prince-Édouard et les territoires.

Ce ne sont pas toutes les raffineries qui produisent une gamme complète de produits pétroliers. Par exemple, l'usine de Husky à Lloydminster et l'usine Moose Jaw Asphalt, en Saskatchewan, fabriquent principalement de l'asphalte et secondairement d'autres produits. L'usine pétrochimique NOVA Chemicals à Sarnia, en Ontario, produit aussi des distillats.

Les causes de la stagnation de la capacité de raffinage du Canada ne sont pas difficiles à déterminer. L'Association canadienne des producteurs pétroliers (2016 : tableau 7.5a) indique que, entre le début des années 1980 et la fin des années 1990 (une période marquée, comme aujourd'hui, par une chute des prix du pétrole de 70 %), le Canada a fermé 18 raffineries, soit une raffinerie par année en moyenne. Ce faisant, le Canada a perdu une capacité de raffinage de près de 600 000 bpj. Depuis le début du boom de l'énergie, quatre autres usines ont fermé, dont l'usine de produits de Petro-Canada à Oakville (2005), la raffinerie de Shell à Montréal (2010), la raffinerie Parkland à Bowden, en Alberta, (2012) et l'usine de l'Impériale à Dartmouth (2013).

Outre qu'elle a diminué, la capacité de raffinage a été utilisée, en moyenne, à 81 % de 2009 à 2015, mais à 92 % de 2003 à 2009. Malgré tout, en 2012, les produits pétroliers raffinés totalisaient 750 millions de barils, ou un peu plus de 2 millions de bpj, au Canada. À l'échelle régionale, l'Alberta est la principale productrice de produits pétroliers raffinés (28 %), suivie du Canada atlantique et de l'Ontario (23 % chacun), du Québec (18 %) et de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique (8 % à elles deux). La fabrication de produits pétroliers emploie près de 20 000 personnes, tandis que 80 000 autres personnes travaillent dans les industries dérivées, comme la fabrication de produits de plastique.

Tableau 2.1

Raffineries et usines de traitement canadiennes, 2013					
Lieu	Compagnie	Capacité (en milliers de bpj)	Lieu	Compagnie	Capacité (en milliers de bpj)
Come by Chance, (T.-N.-L.)	North Atlantic	115	Edmonton (Alb.)	Suncor	142
Saint John (N.-B.)	Irving	320	Edmonton (Alb.)	Shell	100
Montréal (Qc)	Suncor	137	Lloydminster (Alb.)	Husky	82 (UT)
Québec City (Qc)	Valero	265	Lloydminster (Alb.)	Husky	29
Sarnia (Ont.)	Impériale	121	Fort McMurray (Alb.)	Syncrude	465 (UT)
Sarnia (Ont.)	Suncor	85	Fort McMurray (Alb.)	Suncor	438 (UT)
Sarnia,(Ont.)	Nova	80	Scotford (Alb.)	Shell	240 (UT)
Sarnia (Ont.)	Shell	77	Fort McMurray (Alb.)	CNRL	135 (UT)
Nanticoke (Ont.)	Impériale	112	Fort McMurray (Alb.)	OPTI/Nexen	72 (UT)
Regina (Sask.)	Co-op	135 (R/UT)	Prince George (C.-B.)	Husky	12
Moose Jaw (Sask.)	Moose Jaw	19	Vancouver (C.-B.)	Chevron	55
Edmonton (Alb.)	Imperial	187			

Remarque : R désigne « raffinerie » et UT, « usine de traitement ». Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

2.5 Propriété, recettes et impôts

En sus d'administrer les ressources sur les terres de la Couronne, en mer et au nord du 60^e parallèle, le gouvernement fédéral est chargé de régler le commerce énergétique interprovincial et international, l'infrastructure énergétique, l'énergie nucléaire et l'uranium. La propriété et la gestion des ressources énergétiques, sauf celles qui se trouvent sur les terres autochtones et fédérales, relèvent de la compétence provinciale. La conception et la perception des redevances sont aussi des questions de compétences fédérales, tout comme la production, la distribution et la réglementation de l'électricité, ainsi que les lois et les règlements régissant l'exploration, l'exploitation, la conservation et la consommation de l'énergie. Les gouvernements fédéral et provinciaux se partagent la responsabilité de l'efficacité énergétique, de la réglementation environnementale relative aux projets énergétiques, de la recherche scientifique de même que de l'exploitation et de la gestion des ressources en mer assujetties à des accords.

Pendant l'après-guerre, la propriété étrangère était une question délicate sur le plan politique au Canada. Historiquement, le secteur des entreprises était dominé par les intérêts étrangers, surtout britanniques, mais aussi américains. À une certaine époque, le Canada était le pays du

monde industrialisé qui appartenait le plus à des intérêts étrangers. Depuis le milieu des années 1990, les entreprises canadiennes possèdent plus d'actifs à l'étranger que les étrangers en possèdent au Canada. Malgré cette rupture radicale avec le siècle précédent, la propriété étrangère demeure relativement prédominante au Canada, en particulier dans l'industrie pétrolière et gazière.

Dans tout le secteur des entreprises, près du cinquième des actifs et des bénéfices d'exploitation sont sous contrôle étranger. Les propriétaires étrangers, qui sont américains en très grande majorité, contrôlent à peu près la moitié des actifs étrangers. Les entreprises européennes en détiennent environ le quart. Dans l'industrie pétrolière et gazière, le niveau de propriété étrangère est pratiquement deux fois plus élevé que dans le secteur des entreprises en général. Près de 40 % des actifs pétroliers et gaziers sont détenus par des intérêts étrangers, tandis que plus de 25 % des bénéfices d'exploitation vont dans les poches d'entités étrangères. Encore une fois, les entreprises américaines représentent la moitié des propriétaires étrangers.

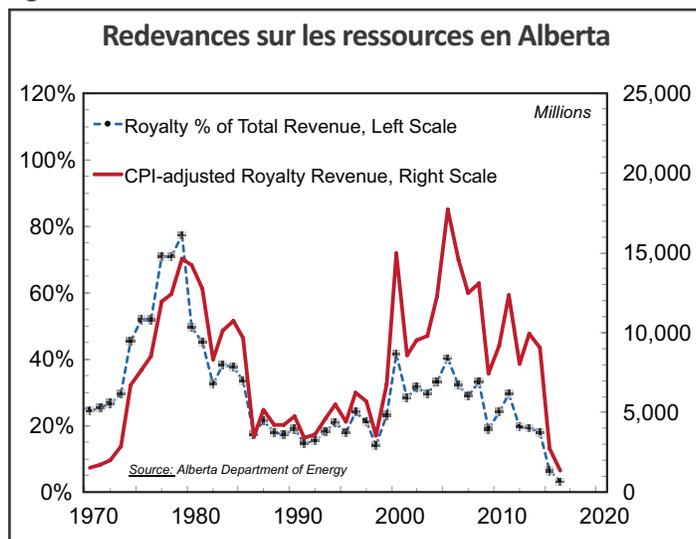
Ressources naturelles Canada révèle que, au cours de la période de cinq ans se terminant en 2013, l'industrie pétrolière et gazière a apporté au gouvernement 23 milliards de dollars en impôts, redevances et droits. Compte tenu de la forte volatilité des prix des marchandises de base, les redevances sur les ressources non renouvelables fluctuent grandement. En Alberta, où se trouvent la plupart des réserves de pétrole et de gaz, les redevances sur les ressources sont étroitement liées aux prix de l'énergie. En pourcentage des recettes publiques, les recettes en redevances diminuent depuis les 15 dernières années, malgré l'envolée des cours de l'énergie (ce qui témoigne de la réduction des taux des redevances).



La figure 2.8 compare les recettes en redevances sur les ressources de l'Alberta, corrigées en fonction de l'inflation, et la part des recettes publiques que forment les redevances. Les redevances ont atteint un sommet de 17,7 milliards de dollars en 2005. Toutefois, en pourcentage des recettes publiques, les redevances ne s'élevaient qu'à 40 % cette année-là, alors qu'elles frôlaient 80 % à la fin des années 1970. De 2013 à 2016, les niveaux des redevances devraient passer de 10 milliards à 1,4 milliard de dollars seulement. Par rapport aux recettes totales du gouvernement de l'Alberta, il s'agit d'une chute de 20 à 3 %.

Comme les gouvernements des provinces riches en ressources l'ont réappris récemment, il y a un lourd tribut à payer lorsque l'on traite les redevances sur les ressources comme des recettes fiscales. Cette

Figure 2.8



stratégie de mise en valeur des ressources paraît prometteuse lorsque les prix sont élevés et ne cessent de croître, mais l'effondrement inévitable des prix cause un véritable gâchis financier.

Suncor Énergie, l'Impériale, Canadian Natural Resources, Enbridge, TransCanada, Husky Energy, Cenovus Energy, Crescent Point Energy, Encana et Talisman Energy sont les 10 principales sociétés canadiennes cotées de l'industrie pétrolière et gazière.⁷ Ces 10 dernières années, les 10 principales sociétés pétrolières et gazières cotées à la Bourse de Toronto (TSX) ont engrangé des

recettes de près de 1 500 milliards de dollars et des bénéfices de 254 milliards de dollars avant impôt, mais elles ont payé 76 milliards de dollars en impôts sur le revenu des sociétés. À elles seules, elles employaient 55 000 travailleurs dans l'ensemble de leurs installations en 2013, ce qui est étonnant puisque l'industrie pétrolière et gazière employait directement et indirectement 350 000 personnes la même année (selon Ressources naturelles Canada). Shell (Pays-Bas), Total S.A. (France), Statoil (Norvège), Chevron (États-Unis), ConocoPhillips (États-Unis), BP plc (Grande-Bretagne) et Nexen (ancienne entreprise canadienne maintenant détenue par CNOOC Limited, établie à Beijing) figurent parmi les principaux acteurs étrangers.

2.6 Profil économique de l'énergie au Canada

Outre que les réserves énergétiques du Canada ont une importance mondiale, l'énergie est une source importante de prospérité pour le Canada. En tenant compte du secteur de l'énergie dans son ensemble, dont l'extraction du pétrole et du gaz, l'exploitation du charbon et d'autres minerais métalliques, la production d'électricité, la distribution du gaz naturel, le raffinage du pétrole, le transport par pipeline et les stations-service, on conclut que l'énergie représente environ 10 % du PIB du Canada. Dans son ensemble, le secteur de l'énergie contribue donc autant que le secteur manufacturier au revenu du Canada. Les industries de base d'Unifor, comme l'extraction du pétrole et du gaz, le raffinage du pétrole et la distribution



du gaz naturel, contribuent à hauteur de 7 % environ au revenu national à elles seules. Par conséquent, le pétrole et le gaz et d'autres industries importantes, comme les finances et les assurances, les soins de santé et l'éducation, sont sur un pied d'égalité pour ce qui est de leur apport au PIB.

Il est indéniable que l'énergie apporte une contribution considérable au PIB, mais la part des investissements des entreprises qu'elle représente est encore plus remarquable. En 2015, l'industrie pétrolière et gazière représentait des investissements en immobilisations de 70 milliards de dollars.⁸ Statistique Canada (2016 : 7) indique que le secteur de l'énergie compte pour à peu près le quart des investissements des entreprises. Or, les investissements en immobilisations devraient passer de 81 à 31 milliards de dollars entre 2014 et 2016 dans l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en raison de la chute des prix de l'énergie. Du point de vue des dépenses de consommation, Statistique Canada évalue que le secteur de l'énergie représentait 8 % des dépenses des ménages canadiens en 2013.

L'industrie énergétique est une source importante d'emplois bien rémunérés. Au Canada, le salaire industriel moyen (à l'exclusion des heures supplémentaires) se chiffrait à environ 23 \$ l'heure en 2015 et affichait une croissance annuelle moyenne de 2,6 % au cours de la décennie précédente. Dans le secteur de la distribution du gaz naturel, les gains horaires moyens, qui s'élevaient à 36 \$, dépassaient la moyenne nationale de 57 % et avaient enregistré une croissance de 3,6 % par année au cours de la décennie précédente. Dans le secteur de l'extraction du pétrole et du gaz, le salaire courant, qui était de 45 \$ l'heure, était supérieur à la moyenne nationale de 95 % et avait connu une croissance moyenne de 3,9 % au cours de la décennie précédente.

À la lumière de ces faits, il n'est pas étonnant que les taux de salaire horaire moyens des provinces riches en ressources énergétiques aient tendance à être supérieurs à la moyenne nationale. Les salaires sont non seulement supérieurs dans ces provinces, mais ils ont aussi tendance à augmenter plus rapidement que la moyenne nationale. Cela étant dit, il y a aussi des emplois mal rémunérés dans le secteur de l'énergie. En aval, les travailleuses et les travailleurs des stations-service gagnent en moyenne 14 \$ l'heure. Les salaires

plus élevés en amont tiennent compte de divers facteurs, dont la prédominance des métiers spécialisés, des obstacles majeurs à l'entrée (qui restreignent l'accès au marché et permettent aux travailleurs de partager le pouvoir sur le marché des entreprises oligopolistiques) et, surtout, la représentation syndicale.

L'énergie représente une grande part du PIB, des investissements et des emplois payants, mais elle est beaucoup moins importante sur le plan de l'emploi. Le tableau 2.2 montre les niveaux d'emplois dans quelques secteurs énergétiques et connexes. En 2015, l'industrie canadienne de l'énergie employait directement à peu près 250 000 personnes, contre 300 000 en 2014. Conséquemment, seulement un Canadien sur soixante-dix travaille dans l'industrie énergétique. Le secteur de l'extraction du pétrole et du gaz emploie directement environ 90 000 personnes, dont 90 % en Alberta. En tout, 67 000 personnes

Tableau 2.2

Emplois dans les industries liées à l'énergie, 2015		
Industrie	Emplois	Pourcentage de variation depuis 2001
Extraction du pétrole et du gaz	90 000	102 %
Extraction du pétrole et du gaz classiques	55 000	48 %
Extraction du pétrole et du gaz non classiques	34 000	390 %
Distribution du gaz naturel	14 500	- 20 %
Activités de soutien liées au pétrole et au gaz	67 000	49 %
Transport par pipeline*	9 000	49 %
Raffinage du pétrole	11 000	70 %
Fabrication de produits pétroliers	5 000	21 %
Vente en gros de pétrole	15 000	- 13 %
Stations-service	85 000	11 %
Fabrication de produits chimiques et en résine de base	18 000	- 28 %
Fabrication de produits de plastique	81 000	- 18 %
Électricité	78 000	2 %

Source: Cansim Table 383-0031.

d'approvisionnement, 18 000 personnes fabriquent des produits chimiques, en résine et en fibre synthétique de base et 81 000 personnes fabriquent des produits de plastique.

Bien qu'il soit un exportateur net d'énergie, le Canada dépend fortement de sources étrangères pour répondre à ses besoins énergétiques. En 2014, la consommation canadienne d'énergie totalisait 8,2 millions de térajoules. Les exportations d'énergie, qui s'élevaient à 11,8 millions de térajoules, étaient près d'une fois et demie plus élevées que ce que les Canadiennes et les Canadiens avaient consommé. La même année, les importations d'énergie se chiffraient à 3,3 millions de térajoules, ce qui représentait 40 % de la consommation d'énergie totale au Canada. Ces chiffres s'expliquent par le positionnement nord-sud du réseau énergétique, plutôt qu'est-ouest. L'Ouest canadien expédie le gros de son énergie au sud, alors que le centre et l'Est du Canada importent de l'étranger pour satisfaire leurs besoins énergétiques.

travaillent pour des entreprises qui mènent des activités à l'appui de l'extraction du pétrole et du gaz. Les deux tiers de celles-ci sont situés en Alberta. L'industrie énergétique emploie aussi 9 000 personnes dans le transport par pipeline; 14 500 personnes dans la distribution de gaz naturel; 78 000 personnes dans la production, la transmission et la distribution d'électricité; 16 600 dans la fabrication de produits du pétrole et de charbon, dont le raffinage; 15 000 personnes dans la vente en gros de pétrole; et 85 000 personnes dans les stations-service. Encore plus en aval de la chaîne

En 2014, le Canada exportait 3,6 millions de barils de pétrole par jour, dont 96 % étaient destinés aux États-Unis. La majeure partie du pétrole exporté, soit environ 85 %, était du pétrole brut. Le reste, soit 15 %, était exporté sous forme de produits pétroliers. En 2014, le Canada a exporté 75 milliards de mètres cubes de gaz naturel, ou 11 % du total mondial, vers les États-Unis. En 2015, les exportations canadiennes de pétrole et de gaz étaient évaluées à 75 milliards de dollars (15 % des exportations nationales), comparativement à 114 milliards de dollars en 2014, avant que les prix de l'énergie commencent à baisser. Les exportations de produits du pétrole et du charbon étaient estimées à 18 milliards de dollars; les exportations de produits de plastique, à 10 milliards de dollars; et les exportations d'électricité, à 3 milliards de dollars. À peu près 98 % des exportations d'énergie du Canada sont absorbées par les États-Unis. L'Europe est le principal importateur de pétrole au monde (22 %), mais, par pays, ce sont les États-Unis qui détiennent le titre de premier importateur de pétrole au monde (16 %).

Le Canada importe environ 1,2 million de barils de pétrole par jour, évalués à près de 20 milliards de dollars en 2015. Au total, 67 % des importations proviennent des États-Unis; 10 %, de l'Arabie Saoudite; 5 % de la Norvège; et 5 %, du Nigeria. Les importations de produits pétroliers raffinés ont atteint 13 milliards de dollars en 2015. En tout, 75 % d'entre elles provenaient des États-Unis; 10 %, des Pays-Bas; et 15 %, d'une dizaine d'autres pays. Le Canada importe également 22 milliards de mètres cubes de gaz naturel des États-Unis.

Plus de 13 000 membres d'Unifor travaillent dans l'industrie canadienne de l'énergie. Ils sont répartis en trois sous-industries : distribution du gaz naturel (36 %), extraction du pétrole et du gaz (35 %) et produits pétroliers (25 %). De plus, 500 autres membres (4 %) occupent des emplois liés à l'énergie. Unifor compte 116 unités de négociation dans l'industrie énergétique, mais le tiers de ses membres travaillent pour Suncor Énergie, l'employeur le plus important du syndicat. Ensemble, les cinq employeurs les plus importants, soit Suncor, SaskEnergy, Union Gas, Consumer's Co-op et Enbridge, représentent 55 % des effectifs du syndicat dans l'industrie énergétique. Encore dans l'industrie énergétique, les membres d'Unifor sont répartis comme suit dans les provinces canadiennes : 36 % en Alberta, 25 % en Ontario, 19 % en Saskatchewan, 7 % au Québec, 5 % à Terre-Neuve-et-Labrador, 5 % en Colombie-Britannique, et 3 % au Manitoba.



3. Défis énergétiques du Canada

L'importance stratégique et les enjeux politiques de l'industrie canadienne de l'énergie sont démesurés parce qu'elle joue un rôle considérable dans les émissions de carbone et la pollution pétrochimique, que l'infrastructure énergétique déborde sur les territoires traditionnels et cédés en vertu de traités des peuples autochtones, que la consommation d'énergie (comme de nourriture) est une activité non négociable (c'est-à-dire qui comporte un volet bien public) et que l'industrie énergétique représente une partie disproportionnée des investissements des entreprises (et, par conséquent, de la performance économique en général).

Les changements climatiques (qui seront abordés au chapitre 4), le vieillissement de l'infrastructure énergétique, la privatisation, la sécurité de l'approvisionnement et la dépendance à l'égard des importations, les revendications territoriales et la participation socioéconomique des Autochtones, la maximisation de l'activité économique, l'approfondissement des liens industriels en aval et en amont de la chaîne d'approvisionnement, le transport des hydrocarbures par pipeline, le super cycle des matières premières et la réglementation macroéconomiques ne sont que quelques-uns des défis énergétiques majeurs auxquels le Canada fait face. Au chapitre 5, Unifor propose des solutions efficaces à ces problèmes, mais, tout d'abord, il serait bon de prendre quelques instants pour examiner les prédictions des experts quant à la production, à la consommation et à l'exportation d'énergie au Canada.

3.1 Prévisions liées à la production et à la consommation d'énergie au Canada

Bien que nul ne connaisse l'avenir et que de nombreux facteurs influencent la production et la consommation d'énergie au Canada, comme la volatilité des marchés, les nouvelles technologies, les stratégies d'atténuation des changements climatiques et la politique internationale, pour n'en nommer que quelques-uns, l'ONE



prévoit une augmentation constante de la production, de la consommation et des exportations d'énergie au cours des prochaines décennies. L'ONE (2016a : 1) prévoit que la demande d'énergie secondaire suivra la croissance générale du PIB, tandis que la production et les exportations d'énergie primaire augmenteront plus rapidement que la consommation d'énergie.

De 2014 à 2030, la demande d'énergie secondaire croîtra de 17 %. Les secteurs commercial et industriel, qui

enregistreront la croissance la plus rapide, afficheront respectivement des taux de croissance moyens de 1 % et de 0,9 % par année. Pour sa part, la consommation d'énergie du secteur résidentiel et du secteur des transports croîtra à des taux annuels beaucoup plus faibles : 0,3 % et 0,2 % en moyenne, respectivement (ONE 2016b : 37). Sur le plan de la production d'énergie primaire, le pétrole brut, et plus particulièrement les sables bitumineux, connaîtra la croissance la plus rapide, soit de près de 50 % entre 2014 et 2030, selon

l'ONE. Toutefois, la production de pétrole classique, tant lourd que léger, devrait se contracter pendant cette période. Quant à la production de gaz naturel, elle devrait augmenter de 20 % entre 2014 et 2025, puis stagner. D'ici 2030, la production de LGN devrait avoir augmenté de 28 %.

L'ONE (2016b : 37) estime que la production d'électricité et la capacité électrique augmenteront de 16 % entre 2014 et 2030, la croissance la plus rapide provenant de l'énergie solaire (hausse de 235 %), de l'énergie éolienne (hausse de 100 %) et du gaz naturel (hausse de 60 %). En 2030, l'énergie hydroélectrique, qui représentera 52 % de la capacité, sera encore la principale source d'électricité, mais elle n'augmentera que de 12 % entre 2014 et 2030, d'après l'ONE. On s'attend à ce que l'électricité produite à partir du charbon, du pétrole et de l'uranium perde de son importance au cours des prochaines décennies.

Bien qu'elle dépende grandement des cours de l'énergie, la production d'énergie augmentera dans tous les scénarios d'évolution des prix. Dans l'éventualité où aucune nouvelle infrastructure pipelinère ne serait construite, l'ONE prévoit que la production de pétrole brut augmenterait, même si une quantité accrue de brut était transportée par rail et que la hausse nette des coûts de transport entraînait une baisse du prix (2016a : 5).

L'intensité énergétique, mesurée d'après la consommation d'énergie par unité d'activité économique, continue de diminuer. Néanmoins, l'ONE prévoit que les combustibles fossiles demeureront la principale source d'énergie au Canada en 2030 (2016a : 7). Surtout, l'ONE (2016b : 2) prévoit une hausse des émissions de GES, ce qui n'a rien de surprenant compte tenu des liens étroits qui unissent la consommation de combustibles fossiles et les émissions de carbone.

Enjeu n° 1 : Si la production et la consommation de combustibles fossiles croissent au cours des prochaines décennies (malgré la diminution de l'intensité des émissions) et si les émissions de GES augmentent sous l'effet de la consommation accrue de combustibles fossiles, le Canada sera-t-il en mesure de respecter les engagements en matière de réduction des émissions qu'il a pris lors de la COP 21 à Paris (« Accord de Paris »)?

3.2 Vieillesse des infrastructures

La majorité des oléoducs et des gazoducs ont été construits pendant les années 1940 et 1950. La croissance fulgurante de la production de pétrole remet en question la capacité des infrastructures pipelinères canadiennes. De même, les infrastructures électriques vieillissent. Par exemple, l'Ontario a l'un des réseaux électriques les plus vieux au monde, alors que 15 % des lignes de transport d'électricité sont en service depuis plus de 50 ans au Manitoba. Qui plus est, la capacité de transport interprovincial est limitée, ce qui réduit l'efficacité globale du réseau.

Les infrastructures déficientes ne sont pas un problème universel dans l'industrie canadienne de l'énergie. La production de gaz naturel a chuté de 13 % après avoir grimpé pendant les années 1990 et atteint son point culminant en 2006, car les nouveaux puits ont tendance à être moins productifs que les anciens. L'ONE (2009 : 1) indique que les infrastructures existantes de gazoducs et de traitement ont une capacité suffisante compte tenu de la diminution de la production. Les infrastructures de transport à longue distance

relient adéquatement l'Ouest canadien, où 97 % du gaz naturel canadien est extrait, et les régions consommatrices de l'est du pays. D'autres infrastructures pourraient être nécessaires pour répondre à la demande croissante de la production d'électricité au gaz dans l'Est du Canada et acheminer le volume grandissant de gaz de schiste. En revanche, l'écart entre la production nationale et la consommation nationale est tellement large que les besoins en infrastructures seraient « hypothétiques ».

D'après l'ONE (2009 : 22), un réseau d'infrastructure étendu a été mis en place en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan pour collecter, fractionner, stocker et distribuer les LGN (l'éthane, le propane, les butanes, les pentanes et les hydrocarbures plus lourds), assorti d'installations de stockage souterrain réparties dans six villes de l'Alberta, de la Saskatchewan et de l'Ontario. L'éthane est au cœur de l'industrie pétrochimique de l'Alberta, alors que l'importance du condensat, qui sert de diluant dans le transport des sables bitumineux et du pétrole lourd classique, s'est accrue dernièrement. Les LGN sont transportés par pipeline ou par rail entre les principaux carrefours (Edmonton et Sarnia) et les marchés de consommation de l'Est du Canada et des États-Unis. L'ONE soutient que de nouvelles infrastructures, dont des installations de production d'éthane, des pipelines interprovinciaux de LGN et des installations de stockage et de distribution, seront requises pour répondre à la demande croissante d'éthane et de condensat dans l'Ouest canadien.

Enjeu n° 2 : L'industrie canadienne des LGN nécessitera de nouvelles installations de production, de transport, de stockage et de distribution pour faire face à la croissance prévue de la production d'éthane et de condensat.

La production, le transport et la distribution d'électricité sont régis par les provinces, à l'exception des permis d'exportation et des lignes interprovinciales de transport (LIT). L'ONE (2009 : 29) affirme que le transport d'électricité a presque doublé après la restructuration des marchés au milieu des années 1990 et que la demande, en dépassant l'offre, a fait augmenter les importations en provenance des États-Unis dans des provinces comme l'Ontario, la Colombie-Britannique et l'Alberta. Le vieillissement des infrastructures, la fiabilité de l'offre et la compétitivité des prix sont des enjeux importants pour l'électricité au Canada.

L'ONE (2009 : 31) précise que peu d'investissements ont été faits dans le transport de l'électricité au Canada au cours des dernières décennies. Une étude effectuée récemment par l'Association canadienne de l'électricité révélait que la déficience des infrastructures était le principal problème auquel faisait face l'industrie de l'électricité. Selon l'Agence internationale de l'énergie, il faudra investir 190 milliards de dollars américains entre 2005 et 2030 pour moderniser le réseau électrique canadien. En tout, 60 % de ce montant sera destiné à l'infrastructure de production et de transport (ONE 2009 : 29).

Enjeu n° 3 : La majeure partie du réseau électrique du Canada est vieillissante et nécessite des investissements majeurs à long terme. Dans certaines provinces, les prix de l'électricité, en étant supérieurs à la moyenne, constituent un désavantage concurrentiel pour les industries énergivores et exposées à la concurrence (p. ex. les industries manufacturières de pointe). Le manque de connectivité est-ouest nuit à l'efficacité globale du réseau et pousse les régions n'ayant pas accès à des sources d'énergie non polluantes à s'en remettre aux combustibles fossiles pour produire de l'électricité.

D'après l'ONE (2009), l'intégration accrue du réseau nord-américain, surtout la connectivité est-ouest, serait une solution possible aux problèmes des infrastructures électriques. Les provinces dotées d'une forte capacité hydroélectrique, comme le Québec, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique, ont l'avantage de pouvoir varier la production en fonction de la demande et de stocker l'énergie en retenant l'eau en amont des barrages. L'ONE (2009 : 29-30) soutient que les provinces dotées de réseaux de charge nucléaire de base, comme l'Ontario et le Nouveau-Brunswick, ont moins de souplesse pour répondre aux grandes fluctuations de la demande d'électricité, mais que l'amalgame d'un réseau qui a une charge de base excédentaire en périodes creuses et d'un réseau qui a une abondante capacité hydroélectrique accroît l'efficacité globale.

La création d'un « réseau intelligent » est une autre solution possible. D'après l'ONE (2009 : 32), les réseaux intelligents rehaussent la connectivité en nouant des liens étroits entre les fournisseurs, les consommateurs et les réseaux de distribution. Le réseau « intelligent » est un réseau en temps réel qui utilise les technologies de télédétection et de surveillance pour améliorer la flexibilité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

De nouvelles infrastructures de transport, dont des LIT, seront requises pour mieux intégrer les sources d'énergie renouvelables, comme le vent, le soleil et la biomasse, dans le réseau canadien. Les régions riches en ressources éoliennes, par exemple, sont souvent situées à une bonne distance des marchés de consommation. De plus, certains marchés de consommation sont tellement éloignés qu'ils ne peuvent pas se passer des combustibles fossiles pour produire de l'électricité (p. ex. les territoires, l'Île-du-Prince-Édouard et le Nouveau-Brunswick). En reliant les régions productrices d'énergie renouvelable et les régions dépendantes des combustibles fossiles, le Canada peut développer le marché de l'énergie renouvelable tout en réduisant ses émissions de GES. D'ailleurs, voici un exemple de fédéralisme constructif sur le plan énergétique : les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique discutent de la possibilité que l'Alberta achète de l'électricité à la Colombie-Britannique (possiblement produite par le nouveau barrage du site C, d'une valeur de 8 milliards de dollars, dans le nord-est de la province), ce qui l'aiderait à réduire les abondantes émissions de GES associées aux grands projets de bitume (voir Mason 2016).

3.3 Règlementation et privatisation

La privatisation consiste à transférer la propriété d'une entité du gouvernement (secteur public) au secteur privé, au moyen d'une vente. La privatisation est souvent expliquée (et justifiée) par la présupposition que les gens d'affaires sont plus aptes à gérer une entreprise que les fonctionnaires. D'après les tenants de la privatisation, la recherche du profit et les pressions concurrentielles motivent les propriétaires privés à comprimer les coûts et à améliorer l'efficacité globale de leur entreprise.

Du point de vue des travailleuses et des travailleurs, la privatisation est souvent synonyme de réduction des effectifs et des salaires, d'intensification du travail et de dégradation des conditions de travail. Bien qu'ils enrichissent les propriétaires, ces changements peuvent rendre la vie des travailleurs plus difficile encore. Les propriétaires privés ont tout intérêt à accroître le prix de vente des marchandises qu'ils vendent puisqu'ils recherchent le profit, encore une fois. Les entreprises privées sont tentées de réduire la quantité et la qualité

des services non rentables, même s'ils tiennent à cœur à la population qui en bénéficie. Pour toutes les raisons énumérées précédemment, soit la pression à la baisse sur les salaires et les avantages sociaux, l'intensification du travail, la dégradation des conditions de travail, l'augmentation des prix et la réduction des services, un grand nombre de syndicats et d'autres intervenants s'opposent en principe à la privatisation.

Même si la privatisation fait partie de la politique énergétique canadienne depuis les années 1970 (p. ex. le gouvernement Lougheed a privatisé l'Alberta Energy Company en 1975), le mouvement de privatisation s'est amplifié, tant au provincial qu'au fédéral, pendant les années 1980 et 1990. Le tableau 3.1 dresse une liste partielle des principaux organismes privatisés.

L'enthousiasme pour la privatisation semble provenir, en partie, d'une amnésie politique. Malgré ce que l'on nous répète constamment, l'entreprise privée n'aime pas le risque. En général, les gouvernements fédéral et provinciaux fondent une société d'État pour qu'elle mène les activités qui rebutent les entreprises privées dans l'industrie énergétique. Par exemple, Petro-Canada a entrepris des activités exploratoires intensives dans le Nord canadien et a affecté d'énormes ressources à la recherche et au développement dans le domaine des combustibles synthétiques. Ces activités étaient risquées et peu rentables (à court terme, du moins), mais elles étaient nécessaires au développement industriel à long terme.

Tableau 3.1

Privatisations majeures dans l'industrie canadienne de l'énergie			
Date	Entreprise	Secteur	Ancien propriétaire
1975	Alberta Energy Company	Pétrole et gaz	Gouvernement de l'Alberta
1986	Saskatchewan Oil and Gas	Pétrole et gaz	Gouvernement de la Saskatchewan
1987	SOQUIP Alberta	Pétrole et gaz	Gouvernement du Québec
1987	Commission d'énergie du Nord canadien	Service d'électricité	Gouvernement du Canada
1988	Division du pétrole et du gaz de SaskPower	Pétrole et gaz	Saskatchewan Oil and Gas
1988	BC Hydro : Division du gaz naturel du Mainland	Distribution de gaz naturel	Gouvernement de la Colombie-Britannique
1991	Petro-Canada	Pétrole et gaz	Gouvernement du Canada
1992	Suncor	Pétrole et gaz	Participation en capital : gouvernement fédéral
1992	Nova Scotia Power Corp	Production d'électricité	Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
1993	Synchrude Canada	Pétrole et gaz	Participation en capital : gouvernement fédéral
2002	Ontario Power : quatre centrales hydroélectriques	Production d'électricité	Gouvernement de l'Ontario
2011	EACL : division commerciale	Énergie nucléaire	Gouvernement du Canada
2015-	Hydro One : 60 % des actions	Production d'électricité	Gouvernement de l'Ontario

Source : Boardman et Vining (2012), tableaux 1 et 2, p. 4 et 5.

La propriété publique comporte d'autres avantages. Tout d'abord, il est possible de gérer activement l'exploitation des ressources conformément à d'autres objectifs, comme l'atténuation de la pollution et la réduction des GES. Grâce à la participation en capital du gouvernement, la population bénéficie directement d'une partie de la manne financière associée aux mégaprojets dans l'industrie énergétique. Ensuite, la propriété publique permet de maintenir le niveau de l'emploi pendant une récession. Lorsqu'un choc de prix survient, l'une des premières réactions des entreprises privées est de supprimer des postes afin de tenter de réduire leurs coûts. Les répercussions sociales sont extrêmement néfastes. À l'inverse, les sociétés d'État peuvent délibérément fonctionner à perte pendant une période de ralentissement, sachant que leur baisse de revenu sera compensée lors de la phase d'expansion subséquente. L'entreprise privée présente de nombreux aspects bénéfiques, mais son principal inconvénient est le suivant : une activité économique n'aura lieu que si les sociétés et leurs propriétaires rentabilisent « suffisamment » leur investissement. Le développement industriel et la création d'emplois ne seront donc possibles que si les propriétaires réalisent des profits « raisonnables ».

Les premières vagues de privatisations touchaient principalement les sociétés d'État de l'industrie pétrolière et gazière, Petro-Canada et Suncor en étant des exemples parfaits, mais les privatisations récentes consistaient à vendre partiellement des compagnies d'électricité. En 2014, un comité consultatif a recommandé au gouvernement libéral Wynne de privatiser une partie d'Hydro One, une société d'État responsable de la quasi-totalité du transport de l'électricité en Ontario et de la distribution de celle-ci à plus de 1 million de consommateurs. Le gouvernement Wynne envisage d'utiliser une portion des produits de la vente d'Hydro One, dont la valeur oscille entre 15 et 16 milliards de dollars, afin de financer ses investissements dans le transport en commun (le reste servira à rembourser la dette publique). Le gouvernement de l'Ontario a commencé par vendre 15 % d'Hydro One à la Bourse de Toronto et envisage d'en vendre encore 45 %. On s'attend à ce que les produits totalisent 9 milliards de dollars.

Unifor, le Syndicat canadien de la fonction publique, le Nouveau Parti démocratique de l'Ontario et même le Parti progressiste-conservateur de l'Ontario font partie des opposants à la privatisation. Ils craignent que les nouveaux propriétaires exigent que la Commission de l'énergie de l'Ontario augmente les tarifs résidentiels et que l'entreprise nouvellement privatisée réduise la quantité de services offerts et la qualité de ceux-ci. Ces appréhensions sont fondées. Même le Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario affirme que la vente coûtera plus cher au Trésor public, en pertes de revenus de dividendes (plus de 500 millions de dollars par année), qu'il ne lui rapportera et qu'elle empirera la situation financière du gouvernement dans son ensemble. Voici un extrait de son rapport d'évaluation :

« Dans les années subséquentes à la vente de 60 % des actions de Hydro One, le budget provincial serait moins équilibré qu'il ne l'aurait été sans vente. La dette nette de la province serait initialement réduite, mais elle finira par s'alourdir davantage qu'elle ne l'aurait fait sans vente. »
(Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario 2015 : 1)

Au-delà du calcul mathématique discutable, Unifor redoute que la privatisation entraîne une hausse des tarifs d'électricité pour les consommateurs, qui doivent déjà composer avec la flambée des factures de services publics et d'autres coûts énergétiques ainsi que la stagnation de leurs salaires. Comme les profits

entrent maintenant en ligne de compte, Hydro One sera moins porté à rétablir rapidement le courant à la suite d'une panne ou à remplacer l'équipement obsolète. La qualité des services pourrait se détériorer dans les régions rurales, qui coûtent généralement plus cher à desservir.

La question de la surveillance se pose aussi. Hydro One doit actuellement rendre des comptes au vérificateur général, à l'ombudsman de l'Ontario et à d'autres chiens de garde publics (voir Morrow 2015). De plus, la vente partielle d'Hydro One prive les gouvernements subséquents de sources de revenus vitales (surtout à une époque où le vieillissement de la population et l'augmentation des coûts liés aux soins de santé grèvent les finances publiques). Pour ces raisons et d'autres encore, Unifor s'oppose à la privatisation des compagnies et des producteurs d'électricité.

Enjeu no 4 : La privatisation des actifs énergétiques canadiens compromet plusieurs objectifs stratégiques, dont la surveillance publique, la maintenance des infrastructures, les niveaux d'emploi, le coût-efficacité et les effets budgétaires.

3.4 Sécurité de l'approvisionnement et dépendance aux importations

En 2015, la production et la consommation de pétrole s'élevaient respectivement à 4,4 millions et à 2,3 millions de bpj au Canada. Malgré que le Canada produise presque deux fois plus de pétrole brut qu'il n'en consomme, les importations de pétrole totalisaient près de 1,3 million de bpj en 2015 (réparties quasi également entre le brut et les produits pétroliers), alors que les exportations atteignaient 3,8 millions de bpj (dont 85 % environ de pétrole brut). Tandis que l'Ouest canadien baigne dans le pétrole, l'Est du Canada dépend de fournisseurs étrangers, surtout américains, mais aussi de fournisseurs du Moyen-Orient, de l'Afrique du Nord et de l'Ouest et d'Europe. Il en va de même pour le gaz naturel : le Canada a produit 60 % plus de gaz naturel qu'il n'en a consommé en 2015. En dépit du déséquilibre entre la production et la consommation, le Canada a importé près de 20 milliards de mètres cubes de gaz naturel des États-Unis, soit près de 20 % de sa consommation totale.

Les générations qui nous ont précédés étaient hantées par la peur de l'insécurité énergétique. Dans le cadre de la politique du pétrole des années 1970, les pays de l'OPEP ont restreint l'approvisionnement en énergie des pays occidentaux pour les punir d'avoir appuyé Israël lors de la guerre israélo-arabe de 1973. Mesure qui a réussi à semer la peur chez la population canadienne. Dans un passé pas très lointain, les importations de pétrole comptaient pour 90 % de la consommation du Canada atlantique et du Québec et pour 30 % de la consommation de l'Ontario. Les pays politiquement instables tels que l'Iraq, l'Algérie et l'Arabie Saoudite ne semblaient pas être des partenaires commerciaux fiables. Dans les années 2000, le discours du « pic pétrolier » a convaincu bien des gens que les réserves de combustibles fossiles étaient épuisées et que des mesures étaient nécessaires pour assurer la sécurité de l'approvisionnement.

Malgré ces circonstances historiques, les avancées récentes ont remis en question la notion que les réserves de combustibles fossiles étaient épuisées ou que les partenaires commerciaux du Canada n'étaient pas fiables dans l'industrie énergétique. Pour commencer, les technologies d'extraction de gaz de schiste et de fractionnement ont révolutionné la production d'énergie aux États-Unis. De 1970 à 2008, la production de

pétrole s'est contractée, en moyenne, de 1 % par année aux États-Unis. De 2008 à 2015, la production de pétrole a progressé, en moyenne, de près de 10 % par année aux États-Unis. En 2014, les États-Unis ont ravi à l'Arabie Saoudite le titre de premier producteur mondial. Qui plus est, les réserves mondiales, qui avaient prétendument atteint un « pic », ne cessent d'augmenter, contrairement aux prévisions. En 2015, les États-Unis ont même levé l'interdiction d'exporter du pétrole brut, imposée il y a 40 ans. Voilà pourquoi 65 % des importations de brut et 85 % des importations de produits du Canada proviennent des États-Unis. Tout le gaz naturel que le Canada importe vient des États-Unis.



Quatre principaux obstacles empêchent de réduire la dépendance du Canada à l'égard des importations et d'assurer l'approvisionnement de l'Est du Canada et du Canada atlantique en ressources pétrolières et gazières canadiennes. La capacité insuffisante des pipelines, qui ne relie pas les régions productrices de l'Ouest canadien et les marchés de consommation de l'Ontario, du Québec et du Canada atlantique, est le premier obstacle. La capacité de raffinage insuffisante est le deuxième obstacle. Le Canada a importé plus de 600 000 barils de produits pétroliers raffinés par jour en 2015. Même si les raffineries canadiennes fonctionnaient à plein rendement (au lieu de fonctionner à 87 %), le Canada aurait besoin d'importer des produits raffinés.

La « clause de proportionnalité » de l'ALENA, qui oblige le Canada à exporter une proportion constante de sa production totale vers les États-Unis même s'il risque une pénurie, représente le troisième obstacle. L'abondance de pétrole et de gaz naturel bon marché est le quatrième obstacle et possiblement le plus important. Étant donné que l'infrastructure énergétique canadienne est pleinement intégrée au réseau énergétique nord-américain, la situation économique des liens énergétiques régionaux nord-sud fait peut-être en sorte qu'il est plus abordable pour l'Est du Canada d'importer des ressources énergétiques du nord-est des États-Unis, tandis que l'Ouest canadien exporte du pétrole et du gaz vers le Midwest américain et la côte du golfe du Mexique.

Enjeu n° 5 : Les raffineries de l'Est du Canada dépendent du brut étranger. Comme la capacité pipelinière est insuffisante d'est en ouest, les raffineurs, les fabricants de produits pétrochimiques et les consommateurs de l'Est du Canada s'en remettent au pétrole brut étranger, malgré les surplus substantiels du Canada. La dépendance à l'égard des importations et l'insécurité de l'approvisionnement affaiblissent les liens économiques puisque le plein potentiel industriel des ressources énergétiques canadiennes n'est pas exploité.

3.5 Consultation et pleine participation socioéconomique des Autochtones

Émise par le roi George III de Grande-Bretagne à l'issue de la guerre de Sept Ans, la Proclamation royale de 1763, qui déposait la France de la plupart de ses colonies en Amérique du Nord, forme la base des revendications territoriales autochtones contemporaines. L'article 25 de la *Charte canadienne des droits et*

libertés cite la proclamation et, ce faisant, établit que les Premières Nations, les Inuit et les Métis détiennent des droits conférés en vertu de traités. Bien que leurs droits soient consacrés dans la loi, les peuples autochtones ont toujours été exclus de la planification, de la mise en œuvre et de l'activité économique associées à l'exploitation des ressources naturelles, même lorsque les projets touchaient les terres cédées en vertu de traités.

On sait depuis longtemps qu'il y a un fossé considérable entre le bien-être des Canadiens autochtones et des Canadiens non autochtones. Perry Bellegarde, chef de l'Assemblée des Premières Nations, rappelle que le Canada se classe au 8^e rang mondial selon l'indice du développement humain des Nations Unies, lequel mesure les niveaux de vie, mais que les Canadiens autochtones arriveraient au 63^e rang si les indicateurs leur étaient appliqués. L'absence de consultation significative quant à la mise en valeur des ressources se trouvant sur les terres cédées en vertu de traités des peuples autochtones et l'exclusion des peuples autochtones des retombées économiques de l'exploitation des ressources ne sont que quelques-unes des (nombreuses) pratiques injustes que le Canada doit modifier.

Un certain nombre de décisions très médiatisées de la Cour suprême du Canada (CSC), en combinaison avec l'UNDRIP, ont commencé à redéfinir les rapports entre la Couronne et les peuples autochtones. La décision *Nation haïda c. Colombie-Britannique* (2004) a établi l'« obligation de consulter et de trouver des accommodements ». La CSC a jugé que la Couronne devait consulter les peuples autochtones lorsqu'une action ou une décision concernait leurs droits ancestraux ou issus de traités, ce qui s'applique souvent à l'exploitation des ressources naturelles. Dans la décision *Nation Tsilhqot'in c. Colombie Britannique* (2014), la CSC a reconnu l'existence du titre des Tsilhqot'in sur une parcelle de terrain de 1 750 kilomètres carrés située à l'extérieur de la réserve. Cette décision est déterminante, en partie, car elle suppose qu'un titre ancestral sur un territoire traditionnel englobe le droit de contrôler tous les aspects de l'utilisation des terres, dont l'exploitation des ressources. De surcroît, le gouvernement n'a pratiquement pas droit de regard sur ce contrôle.

Dans le même ordre d'idées, l'adoption l'UNDRIP par l'Assemblée générale des Nations Unies en 2007 a marqué l'aboutissement de 25 ans de combats pour les érudits et les militants autochtones. L'UNDRIP a été adoptée par le gouvernement du Canada en 2010, même si le Canada et d'autres anciennes colonies britanniques avaient voté contre celle-ci en 2007 en raison de ses articles sur l'autodétermination et l'exploitation des ressources. Lorsqu'il a adopté l'UNDRIP en 2010, le premier ministre Harper a mis l'accent sur l'aspect « idéaliste » et non contraignant du document. En mai 2016, le gouvernement Trudeau a renversé la vapeur en annonçant qu'il allait « adopter entièrement » la déclaration et la « mettre en œuvre avec les lois canadiennes » (voir Favel et Coates 2016 pour une explication concise).

L'UNDRIP est un document de grande portée qui contient des principes permettant d'amorcer la réconciliation entre les peuples autochtones ainsi que les anciennes colonies et les États contemporains qui ont vu le jour dans le (soi-disant) Nouveau Monde. Pour le Canada, les éléments les plus controversés de l'UNDRIP ont trait à l'exploitation des ressources. Par exemple, l'article 19 stipule ce qui suit :

« Les États se concertent et coopèrent de bonne foi avec les peuples autochtones intéressés – par

l'intermédiaire de leurs propres institutions représentatives – avant d'adopter et d'appliquer des mesures législatives ou administratives susceptibles de concerner les peuples autochtones, afin d'obtenir leur *consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause*. » (Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones : 2007) (C'est nous qui soulignons.)

Le passage « consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause » soulève des questions importantes. Dans la décision de la CSC portant sur l'obligation de consulter, la consultation suppose-t-elle l'approbation? Et l'approbation suppose-t-elle le pouvoir d'opposer son veto à l'exploitation des ressources sur les terres cédées en vertu de traités? À l'heure actuelle, ces questions demeurent sans réponse. Pourtant, pour des raisons morales et pratiques, un retour au statu quo (lorsque les gouvernements et les sociétés de ressources pouvaient faire fi des peuples autochtones, les exclure du processus décisionnel et les priver des retombées économiques de l'exploitation des ressources) ne serait pas judicieux.

Compte tenu des décisions de la CSC citées ci-dessus et de l'UNDRIP, il est impératif que le Canada reconfigure le processus d'évaluation, d'approbation, de mise en œuvre et de gestion des projets d'exploitation des ressources naturelles. Le Canada a l'obligation morale d'améliorer la condition des peuples autochtones, le Canada a l'obligation juridique de les consulter et de répondre à leurs préoccupations au sujet de l'exploitation des ressources sur les terres cédées en vertu de traités, le Canada a le devoir politique de s'assurer que les peuples autochtones bénéficient équitablement de l'exploitation des ressources, dont des mesures liées au perfectionnement des compétences, des occasions d'emploi, le contrôle de gestion et la participation capitalistique.

Enjeu n° 6 : Le Canada doit trouver un moyen d'harmoniser ses obligations morales, politiques et juridiques envers les peuples autochtones pour ce qui est de l'exploitation des ressources naturelles sur les terres cédées en vertu de traités

3.6 Ressources énergétiques canadiennes : maximisation de l'activité économique

En 2015, le Canada produisait près de 4,4 millions de barils de pétrole par jour, soit 60 % de plus qu'en 2001. La capacité de raffinage du Canada atteignait presque 2 millions de bpj (moins de la moitié de la production). Ces 15 dernières années, la capacité nette de raffinage est demeurée plutôt inchangée au Canada, même si la production de pétrole a grimpé et que 4 raffineries ont été fermées. Il est grave que la capacité de raffinage stagne alors que la production de pétrole augmente, d'autant plus que le débit des raffineries a diminué de 10 % depuis 2005, passant de 1,9 à 1,7 million de bpj. En 2015, les raffineries canadiennes fonctionnaient à 87 % de leur capacité. Même si les raffineries canadiennes fonctionnaient à plein rendement, la consommation canadienne (2,3 millions de bpj) dépasserait la capacité de 350 000 bpj, ou 20 %.

Le déséquilibre entre l'extraction et la production ressort également de la performance commerciale du pétrole du Canada. En 2015, le Canada a exporté 3,8 millions de barils de pétrole par jour, dont 16 % de produits pétroliers et 84 % de brut non traité. Sur le plan des importations, le Canada a acheté 1,3 million de bpj à l'étranger, dont près de la *moitié* étaient des produits pétroliers. En effet, le Canada vend du pétrole

brut partout sur la planète, dont aux États-Unis, et le rachète sous forme raffinée. Le penchant du Canada pour l'extraction de matières premières, au détriment de la valorisation, du raffinage et de la fabrication de produits pétrochimiques est connu depuis longtemps (voir Stanford, 2008), mais il a un effet néfaste considérable sur les débouchés économiques.

Comparons les deux voies qui s'ouvrent au Canada : exporter du bitume brut à l'étranger par pipeline (l'approche « extractiviste ») ou se servir de la production de pétrole brut comme base pour créer des emplois (l'approche des « liens industriels »). Quelque 90 000 personnes travaillent dans le secteur de l'extraction du pétrole et du gaz, mais moins de 17 000 occupent des emplois liés à la valorisation, au raffinage et à la fabrication de produits pétroliers. Les taux de croissance de l'emploi dans les secteurs de l'extraction et de la valorisation sont complètement déséquilibrés. De 2001 à 2015, l'emploi a explosé de près de 400 % dans le secteur de l'extraction de sables bitumineux, mais il n'a augmenté que de 50 % dans les secteurs de la valorisation, du raffinage et de la fabrication. De façon similaire, l'emploi a progressé de près de 150 % dans le secteur du transport par oléoduc de 2001 à 2015 (pour répondre à la croissance fulgurante de l'extraction), mais, en aval de la chaîne d'approvisionnement, l'emploi a *diminué* de 28 et de 18 %, respectivement, dans les secteurs de la fabrication de produits chimiques et de la fabrication de produits de plastique.

Enjeu n° 7 : Sur le plan de l'infrastructure, on observe un déséquilibre profond entre, d'une part, la production de pétrole en amont et, d'autre part, la capacité de valorisation, de raffinage et de fabrication au niveau intermédiaire. Ce déséquilibre se traduit par une sous-utilisation industrielle et des occasions d'emplois réduites. L'incapacité de valoriser, de raffiner et de transformer les ressources pétrolières canadiennes nuit aux investissements et à la création d'emplois, accroît les niveaux d'importation de produits pétroliers (ce qui creuse le déficit commercial du Canada), réduit l'assiette d'imposition et restreint les débouchés économiques.

Enjeu n° 8 : L'engagement du Canada à forger des liens étroits entre l'extraction du pétrole et les pipelines d'exportation fait en sorte que les liens industriels en aval de la chaîne d'approvisionnement, dont la fabrication secondaire de produits pétrochimiques et de plastique, ne sont pas suffisamment développés.

3.7 Transport du pétrole et du gaz naturel

En 2015, le Canada produisait près de 4,4 millions de barils de pétrole par jour, dont la plupart étaient transportés par pipeline.⁹ L'ONE estime que près de 1 million de bpj transitaient par le réseau ferroviaire au Canada. Une petite portion du brut, notamment le brut produit à l'étranger, était transportée dans des citernes. Les pipelines représentent une partie importante des infrastructures énergétiques du Canada. Le Canada compte des dizaines de milliers de kilomètres de pipelines liant les champs pétrolifères, les usines de traitement, les réseaux de distribution et le marché de la consommation du secteur de l'énergie. Les pipelines sont un moyen relativement sécuritaire et efficace de transporter le pétrole et le gaz naturel. La construction d'un réseau national de pipelines a contribué largement à notre développement national, à l'instar de la construction de la route Transcanadienne ou de la Voie maritime du Saint-Laurent. Comme

d'autres investissements dans les infrastructures, la construction et l'exploitation de pipelines peuvent générer d'importants bénéfices économiques.

Bien sûr, les pipelines (comme tout autre mode de transport) doivent être étroitement réglementés en portant une attention toute particulière à la sécurité et à la sûreté. Les entreprises de pipelines doivent être constamment surveillées afin d'assurer que leurs activités soient sécuritaires et fiables, que l'entretien se fasse régulièrement, qu'elles répondent rapidement en cas d'accident ou de déversement et qu'elles



établissent un prix équitable pour les consommateurs (dans bien des cas, compte tenu de leur quasi-monopole dans des marchés spécifiques). La construction et l'exploitation de pipelines doivent également être soumises à des arrangements préalables acceptables avec les Premières Nations et autres communautés touchées par ces oléoducs

D'intenses débats sont survenus au Canada, aux États-Unis et ailleurs concernant les propositions de l'industrie sur les mégaprojets de

nouveaux pipelines. Ces propositions ont été motivées principalement par l'expansion stupéfiante et non planifiée de la production du bitume dans le nord de l'Alberta. Historiquement, la vision à court terme du gouvernement fédéral et de celui de l'Alberta a permis à plusieurs nouveaux projets d'envergure d'être lancés sans égard aux nombreuses infrastructures nécessaires pour soutenir cette expansion, dont le transport, l'hébergement et les infrastructures sociales. L'industrie a également négligé de concevoir comment toute cette nouvelle production serait livrée aux destinataires finaux. Malheureusement, la majeure partie de la clientèle cible se trouve à l'extérieur du Canada. L'exportation massive de bitume brut mine de façon draconienne les avantages économiques potentiels de l'industrie pour la population canadienne.

L'ONE (2009 : 8-9) indique que les projets de conduites pour le pétrole brut avaient tendance à se concentrer sur le Midwest américain de 2005 à 2010. Après 2010, les nouveaux pipelines proposés visaient la côte américaine du golfe du Mexique, la côte ouest du Canada, la Californie et l'Asie. Face à la croissance des expéditions canadiennes, les raffineries américaines ont entrepris une conversion pour pouvoir traiter le bitume. En tant que multinationales pleinement intégrées, un grand nombre de grandes sociétés voient le Canada comme une source d'approvisionnement en amont, tout en conservant leurs installations intermédiaires et en aval aux États-Unis. Autrement dit, le Canada est simplement le point d'extraction, et les activités de valorisation, de traitement et de distribution sont réalisées ailleurs. Ces faits révèlent que le Canada n'arrive pas à maximiser l'activité économique découlant du pétrole brut qu'il produit. Voici un aperçu de quelques-uns des projets majeurs de pipelines d'exportation qui ont été proposés ces dernières années :

Canalisation 67 d'Enbridge. La canalisation « Alberta Clipper », comme on l'appelle, est un pipeline d'exportation de pétrole brut lourd qui relie Hardisty, en Alberta, et Superior, au Wisconsin. Cet oléoduc de 1 600 kilomètres pouvait transporter 450 000 bpj lorsqu'il a été mis en service en 2010. En 2013, Enbridge a déposé une demande dans le but de faire passer la capacité de l'oléoduc à 800 000 bpj. L'ancien SCEP s'y est opposé.

Inversion de la canalisation 9B d'Enbridge. Le projet de la canalisation 9 d'Enbridge, qui transportait du pétrole importé de l'Afrique du Nord et du Moyen-Orient jusqu'aux raffineries ontariennes, consistait à restaurer et à inverser une section de 650 kilomètres. Enbridge a fait passer la capacité de l'oléoduc de 240 000 à 300 000 bpj. Le pipeline inversé approvisionne deux raffineries québécoises en pétrole, assurant ainsi la viabilité des industries du raffinage et de la fabrication de produits chimiques au Québec. La canalisation 9 a été construite dans les années 1970 pour transporter le pétrole de l'Ouest vers l'Est canadien alors que l'industrie pétrolière était sous réglementation fédérale. Le flux a été inversé (d'est en ouest) dans la foulée du détournement de presque toute la production de l'Ouest canadien vers le marché américain à la suite de la signature de l'ALENA. L'ancien SCEP appuyait le projet de la canalisation 9, car il correspondait, en grande partie, à la vision qu'il avait d'une industrie énergétique réglementée et axée sur la fabrication canadienne :

- Le projet renforçait le réseau énergétique est-ouest en rapprochant l'approvisionnement en énergie et la consommation en énergie au Canada.
- Le projet remplaçait les importations de pétrole dans l'Est du Canada, lesquelles avaient des conséquences sur l'environnement, comme la pollution associée au transport transocéanique par navire-citerne.
- Le projet assurait la viabilité de deux raffineries québécoises. Ces dernières années, plusieurs raffineries canadiennes ont fermé malgré l'expansion de notre production de pétrole. Assurer la survie des raffineries restantes était au cœur des efforts que nous avons déployés pour renforcer les liens industriels en amont et en aval de la chaîne d'approvisionnement en énergie, dont l'industrie manufacturière secondaire.

Pipeline Keystone XL. Ce projet de pipeline d'exportation permettrait d'étendre le réseau pipelinier Keystone de TransCanada, lequel relie le BSOC, en Alberta, des raffineries de l'Illinois et du Texas, ainsi que des dépôts de réservoir à essence et un centre de distribution à Cushing, en Oklahoma. La portion « XL » désigne la quatrième phase du réseau pipelinier Keystone. Les trois premières phases du réseau, qui sont actuellement opérationnelles, peuvent transporter 1,3 million de bpj des sables bitumineux de l'Alberta aux raffineries du Midwest et de la côte du golfe du Mexique. Le projet a été approuvé par le gouvernement Harper. Après six ans d'examen, en novembre 2015, le président Obama a rejeté le projet de pipeline Keystone XL, lequel aurait accru la capacité d'exportation de 830 000 bpj. Tant l'ancien SCEP que les TCA se sont opposés au projet.

Projet Northern Gateway. La canalisation double que proposait Enbridge aurait relié Bruderheim, en Alberta, et Kitimat, en Colombie-Britannique. Le pipeline ouest-est aurait importé du condensat de gaz naturel, alors que le pipeline est-ouest aurait transporté du bitume dilué jusqu'au terminal maritime de Kitimat pour les marchés asiatiques. En 2014, le gouvernement Harper, ainsi que l'ONE, a approuvé l'augmentation de capacité d'exportation de 525 000 bpj, sous réserve de 209 conditions. Or, la Cour d'appel fédérale a annulé cette décision en juin 2016, car les Premières Nations concernées n'avaient pas été consultées comme il se devait. De toute manière, le projet était déjà compromis puisque le premier ministre Trudeau venait d'interdire aux pétroliers de naviguer le long de la côte nord de la Colombie-Britannique. Tant l'ancien SCEP que les TCA se sont opposés au projet.

Expansion de l'oléoduc Trans Mountain. Officiellement présenté par Kinder Morgan à la fin de 2013, le projet d'expansion de l'oléoduc double de 900 kilomètres, entre Edmonton, en Alberta, et Burnaby, en Colombie-Britannique, aurait accru la capacité de 590 000 bpj (pour un total de 890 000 bpj), surtout à des fins d'exportation. En mai 2016, l'ONE a approuvé le pipeline sous réserve de 157 conditions, dont 49 exigences en matière d'environnement. Selon l'ONE, l'expansion procure plusieurs avantages économiques, notamment l'élargissement de l'accès aux marchés d'exportation, la création de milliers d'emplois dans le domaine de la construction et l'augmentation des recettes publiques. À ce stade-ci, le tracé exact du pipeline n'a pas encore été déterminé. Le gouvernement fédéral a jusqu'à la fin de l'année 2016 pour prendre une décision quant au projet. Les émissions de GES en amont et les positions des Premières Nations et d'autres communautés installées le long du tracé font partie des facteurs qui influenceront la décision du gouvernement fédéral. L'ancien SCEP, qui s'opposait au projet, a prôné une répartition spéciale de l'approvisionnement pour la raffinerie Chevron de Burnaby (rejetée par l'ONE).

Énergie Est. En 2014, TransCanada a officiellement proposé de construire, au coût de 12 milliards de dollars, un oléoduc de 4 600 kilomètres pour transporter 1,1 million de barils de pétrole brut par jour de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Dakota du Nord jusqu'aux raffineries et aux terminaux portuaires de Montréal, de Québec et de Saint John. Irving Oil a annoncé qu'il avait l'intention de construire un terminal de 300 millions de dollars, appelé Canaport, à Saint John, pour exporter le pétrole traité à sa raffinerie. Le projet de TransCanada engloberait les éléments suivants : la conversion d'un gazoduc en oléoduc; la construction d'un nouveau pipeline en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick pour raccorder la canalisation convertie; et la construction des installations connexes, des stations de pompage et des terminaux de stockage nécessaires pour transporter le pétrole brut de l'Alberta au Québec et au Nouveau-Brunswick, dont les installations maritimes qui donneraient accès aux marchés d'exportation. L'opposition des Autochtones au projet (le pipeline traverserait le territoire de 180 groupes autochtones), les émissions de GES en amont (qui risqueraient de rendre inatteignables les objectifs en matière de climat du Canada) et l'effet de l'intensification du trafic des navires-citernes sur les habitats maritimes sensibles nourrissent la controverse autour d'Énergie Est. Les gouvernements de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick appuient le projet, tandis que les gouvernements de l'Ontario et du Québec ont imposé des conditions d'approbation. Unifor n'a pas encore pris position.

Enjeu n° 9 : S'ils sont approuvés, la plupart des immenses pipelines d'exportation cimenteraient l'image du Canada comme fournisseur d'énergie brute aux yeux des Américains et d'autres clients, aggraveraient la surévaluation du dollar canadien, augmenteraient les émissions de GES au moment exact où le Canada doit améliorer son bilan carbone et cristalliseraient la direction de notre industrie énergétique dépourvue de vision.

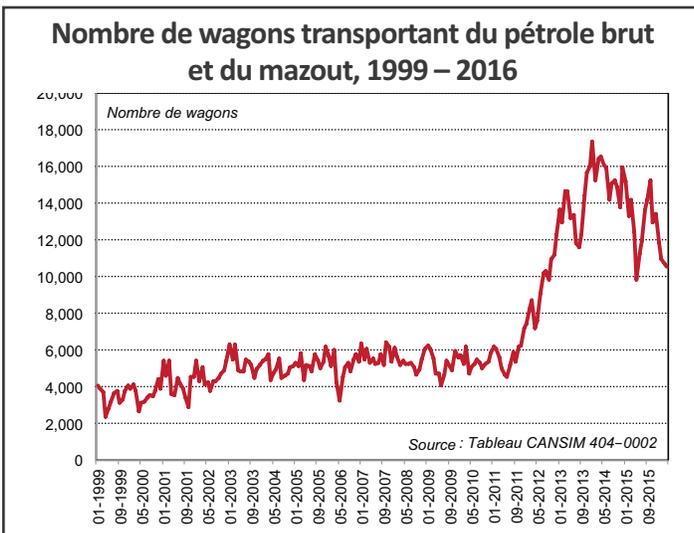
Enjeu n° 10 : Le projet de pipeline Énergie Est a le potentiel de remplir des conditions essentielles pour Unifor, comme le renforcement de la connectivité est-ouest et des capacités de raffinage et de fabrication de produits pétrochimiques. Toutefois, Unifor a besoin de plus amples renseignements sur le volume des exportations, les émissions de GES liées à une extraction intensive, la consultation et la participation des Autochtones avant de se prononcer sur le projet.

On s’oppose vivement à l’expansion des pipelines au nord comme au sud de la frontière canado-américaine, mais la présomption voulant que le militantisme ralentisse la croissance de la production de sables bitumineux ou limite le transport du pétrole albertain ne repose sur aucun fait. La production de sables bitumineux continue de croître à un rythme rapide, malgré l’opposition farouche qu’elle suscite. Qui plus est, l’incapacité de l’industrie énergétique de se doter de nouvelles infrastructures pipelinières ne freine pas le transport du brut albertain. Au contraire, le transport du pétrole par rail enregistre une croissance. Le réseau ferroviaire transporte également du carburacteur, du propane, des matières radioactives, de l’hydroxyde d’ammonium et d’autres marchandises dangereuses sans incident catastrophique.

La figure 3.1 rend compte de cette tendance en traçant la courbe du nombre de wagons porte-rails qui ont transporté du brut ou du mazout tous les mois au Canada. De 2003 à 2010, le trafic ferroviaire consistait, en moyenne, en 4 000 à 6 000 wagons par mois. De l’été 2011 à l’hiver 2014, le nombre de wagons transportant du pétrole a pratiquement quadruplé. Le passage des pipelines aux chemins de fer ne permet pas de réduire les émissions de GES, mais il peut créer une autre série de problèmes.

Le déraillement d’un train de marchandises transportant du pétrole brut au cœur de Lac-Mégantic, qui a fait 47 victimes, a sensibilisé les Canadiens aux risques mortels associés au transport ferroviaire. Un aspect du

Figure 3.1



problème était la marchandise transportée, notamment le pétrole, et l’autre aspect, le contenant. Beaucoup présumaient que le wagon-citerne utilisé pour transporter le pétrole, le modèle DOT 111, était sécuritaire, même si des observateurs de l’industrie affirmaient le contraire depuis longtemps. Le nouveau wagon DOT 117, qui a une meilleure protection thermique, est considéré comme étant supérieur sur le plan de la sécurité par les acteurs de l’industrie.

Une étude récente a révélé que le transport de pétrole par rail et par pipeline était

relativement sûr, mais que le transport ferroviaire était 4,5 fois plus susceptible d’avoir des conséquences néfastes que le transport par pipeline.¹ Cette conclusion n’est d’aucune façon universelle. Une étude réalisée par le Massachusetts Institute of Technology a démontré que, généralement, les pipelines enregistraient moins d’incidents que les trains, mais que leurs fuites étaient beaucoup plus graves.² De plus, elle a montré

que le transport par pipeline occasionnait moins d'émissions de GES. En revanche, lorsque le réseau électrique repose sur les combustibles fossiles, les émissions pourraient être moindres si le train était utilisé. Pour ces raisons et d'autres encore, le Pembina Institute (voir Lemphers 2013) avance que d'autres études sont nécessaires pour comparer réellement la sécurité relative de ces deux moyens de transport.

Le coût élevé qui est associé au transport ferroviaire pose aussi problème, car il réduit les marges bénéficiaires des sociétés d'énergie. En théorie, des marges inférieures peuvent entraîner une diminution des investissements, de la création d'emplois et des niveaux de dépenses en recherche et développement pour mettre au point des technologies de réduction des émissions.

Enjeu n° 11 : Le transport de pétrole par pipeline et par rail pose de nombreux problèmes sur le plan de la sécurité publique, des émissions de GES et de l'efficacité économique. Compte tenu des données probantes, les pipelines semblent être la meilleure option du point de vue de la sécurité, de la pollution par le carbone et du coût de transport. En dépit de la supériorité apparente du pipeline par rapport au train, Unifor croit que les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux doivent exercer une surveillance vigilante afin de réduire au minimum les risques pour la santé humaine et environnementale.

Fracturation hydraulique. Des changements encore plus inquiétants sont survenus dans le secteur de l'énergie avec l'expansion rapide de la soi-disant « fracturation hydraulique ». Cette technologie permet l'extraction de réserves de gaz naturel et de pétrole qu'il était impossible de récupérer auparavant des schistes argileux et autres formations géologiques denses. Différentes techniques de fracturation (grâce auxquelles on augmente la production, pour une courte période du moins, par l'injection à haute pression d'eau et de produits chimiques dans les puits) sont utilisées par l'industrie pétrolière depuis des décennies. Cependant, de nouvelles techniques inédites sont appliquées à des gisements autrefois non viables de pétrole et de gaz, comme le bassin schisteux du Bakken, dans le Dakota du Nord, où la production a explosé au cours des 10 dernières années.

Cette production a eu des effets considérables sur les marchés de l'énergie (particulièrement pour le gaz naturel), mais a également d'énormes conséquences sur l'environnement (y compris d'abondantes émissions de GES provenant du méthane et des gaz de torche, une dégradation de la qualité de l'eau, la destruction des terres par un forage très intensif et des séismes locaux). Les sociétés d'énergie tournent maintenant leur attention vers d'autres régions possiblement riches en ressources pétrolières issues du schiste, notamment au Québec, dans les provinces de l'Atlantique, dans les Prairies et dans le nord de la Colombie-Britannique. Le désir d'exploiter les nouvelles réserves aussi rapidement que possible soulève déjà des préoccupations et des protestations dans bien des régions, dont une confrontation brutale avec des groupes des Premières Nations au Nouveau-Brunswick.

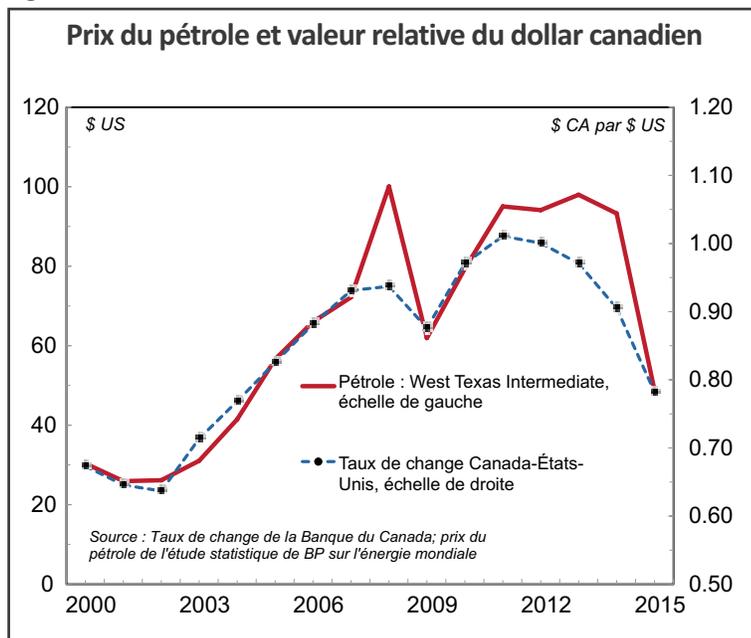
Enjeu n° 12 : Étant donné que le gaz naturel est extrait par fracturation en utilisant des méthodes non conventionnelles dans certaines parties du Canada et vu les risques pour la sécurité et l'environnement qui sont associés à la fracturation hydraulique, Unifor croit que la technologie de fracturation hydraulique présente des bénéfices et des risques.

3.8 Gestion de la mise en valeur des combustibles fossiles

Les prix de l'énergie, ainsi que des matières premières connexes comme les métaux, les minéraux et les produits forestiers, sont assujettis au « super cycle des matières premières ». Le super cycle des matières premières est un cycle économique ordinaire, à l'exception qu'il a tendance à durer beaucoup plus longtemps (20 à 70 ans). Pendant la phase ascendante du cycle, alors que les prix augmentent, des investissements massifs sont faits dans les projets énergétiques. Les consommateurs font face à une hausse des prix de l'énergie, mais les emplois abondent, les salaires augmentent, les profits explosent et les coffres du gouvernement regorgent de « pétrodollars ». Lorsque les prix augmentent, l'avenir s'annonce brillant, mais, si les infrastructures ne sont pas planifiées à long terme, surtout le logement et les autres infrastructures sociales, le court boom causera toutes sortes de problèmes sociaux et politiques, dont l'éclatement des familles, le transfert géographique et des bouleversements socioéconomiques. Pendant la phase d'expansion, on suppose souvent que les prix élevés (et la prospérité qui leur est associée) se maintiendront. Or, la phase de ralentissement, inévitable, change la donne.

Les failles du super cycle des marchandises sont toujours plus visibles lors de la phase de ralentissement. Des dizaines de milliers de travailleurs perdent leur emploi, des entreprises font faillite et les sources de recettes publiques se tarissent, ce qui exerce une pression sur les familles, les collectivités et les coffres de l'État. Dans le secteur primaire, les cycles d'expansion et de ralentissement ont des conséquences néfastes sur l'économie nationale, pas seulement sur des industries et des régions particulières. Par exemple, l'afflux

Figure 3.2



considérable d'investissements étrangers dans les projets d'exploitation du bitume ces dernières années a grandement contribué à pousser la valeur du dollar canadien bien au-delà de ses niveaux historiques (voir la figure 3.2, qui compare la valeur du dollar canadien et le prix du pétrole).

Le gonflement du dollar canadien est avantageux pour les importateurs et les voyageurs, mais il a des conséquences économiques graves sur de nombreuses industries d'exportation, dont la fabrication, les services et le tourisme. De 2002 à 2011, le huard, qui se situait initialement à 64 cents américains, a

dépassé la parité avec le dollar américain. Pendant cette période, le secteur manufacturier a perdu près de 600 000 emplois, soit environ le quart de la base manufacturière du Canada (voir la figure 3.3, qui compare la valeur du dollar et l'emploi dans le secteur manufacturier).

L'enthousiasme que suscite le boom des ressources fait fi du fait que, historiquement, la prospérité du Canada était étroitement liée à sa qualité d'exportateur net (ce qui signifie que les exportations sont supérieures aux importations). Comme le montre la figure 3.4, la proportion du PIB que représentent les exportations est étroitement synchronisée avec le taux de change, lequel suit de près le cours des marchandises. Lorsque l'augmentation des prix de l'énergie exerce une pression à la hausse sur la valeur du dollar canadien, les exportations canadiennes se vendent à des prix moins concurrentiels et les industries d'exportation, dont le secteur manufacturier de pointe, se contractent.

La balance commerciale du Canada s'est dégradée depuis la flambée des prix des matières premières, en passant d'un large excédent commercial à un déficit commercial. De plus, les exportations se limitent aux matières premières, alors qu'elles étaient auparavant composées d'un mélange diversifié de produits de haute technologie, comme des véhicules motorisés et des produits liés à l'aérospatiale. Cette tendance conforte le rôle historique du Canada en tant que fournisseur de ressources naturelles à l'état brut, le soi-disant « piège des produits de base » (voir Clarke *et coll.* 2013).

Le gouvernement doit être proactif en règlementant les effets secondaires macroéconomiques et financiers des activités d'exploitation des ressources, notamment en intervenant pour stabiliser le taux de change. Nous devons également établir un solide réseau de transferts fiscaux au sein du Canada afin de partager plus largement les bénéfices du développement des ressources et prévenir l'émergence d'énormes inégalités régionales.

Figure 3.3

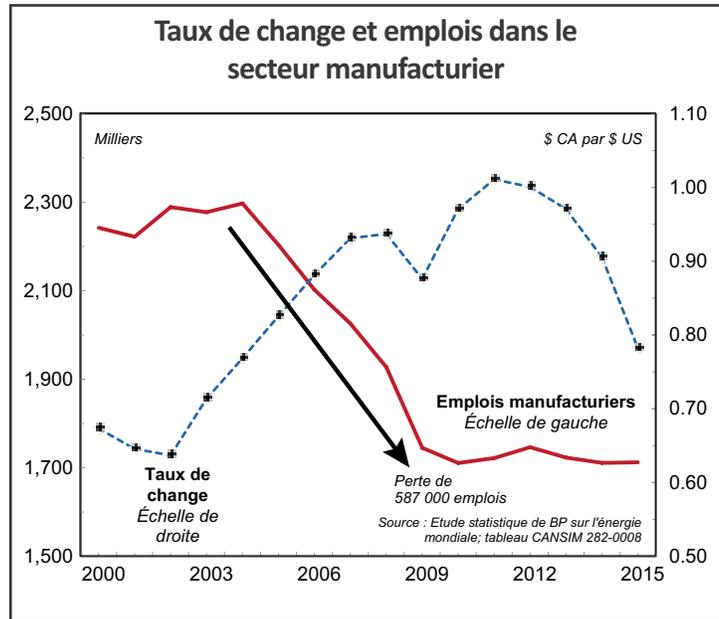
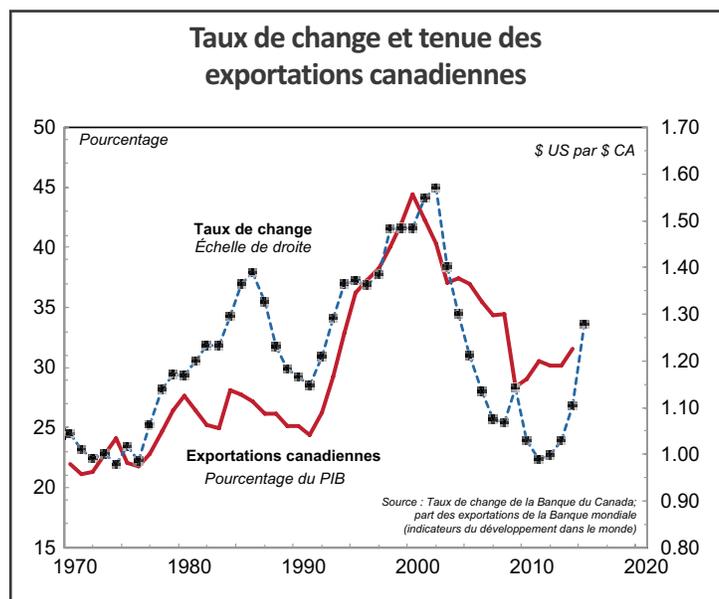


Figure 3.4



Enjeu n° 13 : L'expansion non planifiée des mégaprojets énergétiques, bien qu'ils soient une source cruciale de prospérité pour beaucoup, crée une grande instabilité pour les travailleurs de l'industrie énergétique, puisqu'un boom phénoménal est inévitablement suivi d'un ralentissement. En gonflant la valeur du dollar canadien, l'expansion non planifiée des projets d'exploitation du bitume nuit à des industries d'exportation vitales, ce qui provoque des bouleversements industriels, crée du chômage et ralentit la croissance du PIB.

3.9 Conséquences du développement énergétique sur l'environnement

Outre les émissions de GES, un grand nombre de problèmes sont associés aux mégaprojets de développement énergétique ainsi qu'à la transformation, au transport et à la consommation d'énergie, notamment :

- des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz sont menées dans des parcs et des zones écosensibles;
- le torchage à la sortie du puits de pétrole diffuse du soufre et d'autres substances toxiques dans les bassins atmosphériques;
- la nappe phréatique s'épuise à cause des puits de gaz naturel et de pétrole;
- les sous-produits de métaux lourds de l'exploitation minière in situ contaminent l'eau souterraine;
- des déversements de navires-citernes et des accidents ferroviaires impliquant des substances toxiques surviennent;
- le raffinage du pétrole cause une pollution thermique;
- les usines à gaz émettent du radon;
- le sol des emplacements des raffineries, des stations-service et des usines à gaz est contaminé;
- les usines pétrochimiques causent une pollution atmosphérique;
- les émissions de soufre et d'autres substances des centrales au charbon et les autres conséquences néfastes de l'exploitation du charbon sur l'environnement;
- les effets de l'hydroélectricité sur l'environnement;
- les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement de l'extraction de l'uranium et des centrales nucléaires.

Enjeu n° 14 : L'extraction, la transformation, le transport, le stockage et la consommation d'énergie entraînent de nombreux effets néfastes sur l'environnement naturel et social.

4. Énergie et climat

En 1988, les Nations Unies ont établi le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution (GIEC) du climat pour connaître l'état des données scientifiques relatives aux changements climatiques de même que les conséquences économiques et politiques de ceux-ci sur l'environnement naturel et social. Généralement considéré comme étant l'autorité mondiale en matière de climatologie, le GIEC produit des rapports d'évaluation tous les cinq à sept ans. Dans son dernier rapport, qui remonte à 2014, il indique ce qui suit :

« L'influence de l'homme sur le système climatique est manifeste et aujourd'hui, les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine sont les plus élevées jamais observées. Les changements climatiques récents ont eu de larges répercussions sur les systèmes humains et naturels.

Le réchauffement du système climatique est sans équivoque, et, depuis les années 1950, nombre des changements observés sont sans précédent depuis des décennies, voire des siècles ou des millénaires. L'atmosphère et les océans se sont réchauffés, la couverture de neige et de glace a diminué, et le niveau des mers s'est élevé. » (GIEC 2014 : 2)

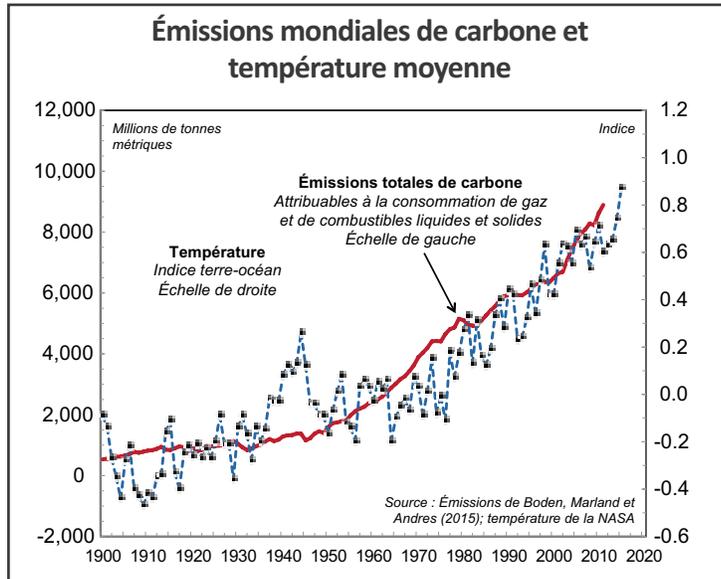
Les changements climatiques et les menaces graves qu'ils représentent pour la civilisation humaine sont intégralement liés à la production et à la consommation d'énergie. Le présent chapitre donne un aperçu de quelques-unes des principales conclusions du rapport d'évaluation du GIEC, explique en détail les liens de causalité entre l'énergie et les changements climatiques, décrit les engagements internationaux du Canada en matière de climat, examine les solutions possibles à la crise climatique (dont la tarification du carbone) et énonce brièvement quelques principes à suivre pour qu'une politique climatique soit bénéfique en général.

4.1 Civilisation industrielle, émissions de carbone et changements climatiques

Techniquement, le « changement climatique » désigne toute modification des conditions météorologiques moyennes pouvant être causée par des variations du rayonnement solaire, la tectonique des plaques et des éruptions volcaniques. Dans l'esprit du public, le « changement climatique », ou « réchauffement planétaire », désigne plutôt la hausse des températures moyennes observées dans le système climatique de la Terre depuis le milieu du 20^e siècle. Les changements climatiques d'origine humaine renvoient à la hausse des températures de surface découlant du rejet de GES, dont le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux.¹² À des niveaux d'émissions inférieurs, l'utilisation des combustibles fossiles serait ordinairement absorbée par la végétation et les océans. La concentration sans précédent des émissions de GES depuis le milieu du 20^e siècle accroît la quantité de carbone emmagasinée dans l'atmosphère terrestre, ce qui serait la cause première du réchauffement des températures. La figure 4.1 montre le lien entre les émissions de carbone mondiales et la hausse des températures terre-océan.

Le GIEC estime qu'il est « extrêmement probable » que les émissions de GES d'origine humaine, causées par l'interaction entre la dépendance aux combustibles fossiles, d'une part, et la croissance démographique et économique, d'autre part, soient la « cause principale » du réchauffement observé depuis le milieu du

Figure 4.1



20e siècle (2014 : 4). Selon le GIEC, le réchauffement océanique constitue l'essentiel de la hausse de la quantité d'énergie emmagasinée au sein du système climatique, laquelle accroît l'acidification de l'eau de mer. Pour sa part, la diminution de la masse des nappes glaciaires des pôles Nord et Sud fait augmenter le niveau de la mer. Au fil du temps, l'élévation du niveau de la mer entraînera une migration massive de populations dans les zones côtières rendues inhabitables et créera ce que certains appellent des « réfugiés climatiques ».

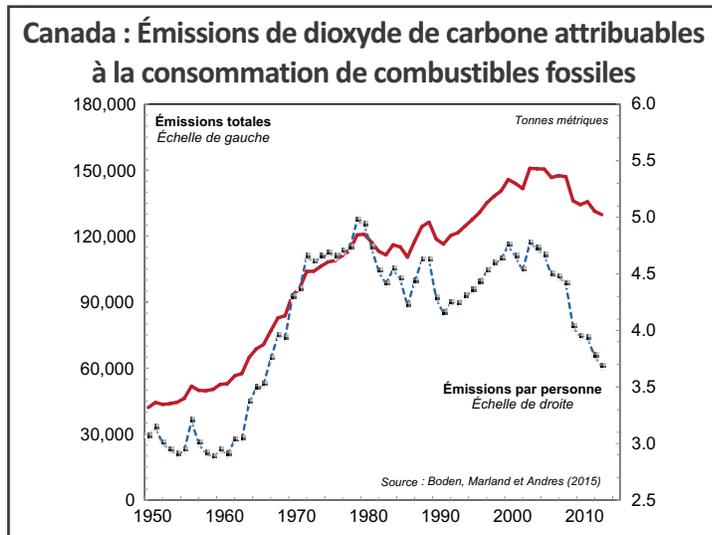
La hausse marquée des émissions de GES aura d'autres effets, comme des conditions météorologiques extrêmes (pluies et chutes de neige abondantes, inondations, canicules, sécheresses et désertification). Ces changements météorologiques devraient réduire le rendement des cultures et accélérer l'extinction de certaines espèces. Pire encore, les risques et les effets des changements climatiques sont répartis inégalement, car ils touchent plus durement les pauvres et les défavorisés. L'augmentation constante des émissions devrait accentuer le réchauffement et, au-delà d'un certain point, causer des effets irréversibles sur l'humain et l'écosystème. Toujours selon le GIEC, la limitation des changements climatiques passe par une diminution considérable des émissions de GES.

4.2 Contribution de la production et de la consommation d'énergie

Au cours de la dernière année observée, les émissions de GES ont atteint 49 gigatonnes d'équivalent CO₂ par an.¹³ À peu près la moitié des émissions anthropiques de carbone cumulées entre 1750 et 2010 ont été libérées dans l'atmosphère durant les 40 dernières années. Pour ce qui est des gaz, le GIEC indique que le dioxyde de carbone associé aux combustibles fossiles et aux procédés industriels représente 65 % des émissions. En tout, 11 % des émissions de dioxyde de carbone sont issues de la foresterie et d'autres affectations des terres. Les émissions restantes sont composées à 16 % de méthane (p. ex. agriculture et gestion des déchets), à 6 % d'oxyde nitreux (p. ex. engrais) et à 2 % de gaz fluorés (p. ex. réfrigération et produits de consommation).

En ce qui a trait à la consommation, l'Environmental Protection Agency des États-Unis révèle que la production d'électricité et de chaleur est la principale source d'émissions (25 %), suivie de l'agriculture, de la foresterie et d'autres affectations des terres (24 %), de l'industrie (21 %), du transport (14 %), d'autres énergies (10 %) (p. ex. l'extraction, le raffinage et le traitement du pétrole), et des bâtiments (6 %). La Chine (28 %), les États-Unis (16 %), l'UE (10 %), l'Inde (6 %), la Russie (6 %) et le Japon (4 %) sont les principaux pays émetteurs.

Figure 4.2



La figure 4.2 illustre la contribution du Canada aux émissions mondiales attribuables à la consommation de combustibles fossiles en traçant la courbe de la quantité absolue de dioxyde de carbone émis et de la quantité par tête. En 2013, le Canada se classait au 13e rang des pays émetteurs au monde. Toutefois, les émissions ont diminué de 14 % entre 2003 et 2013. Au prorata de la population, le Canadien moyen a émis 3,7 tonnes métriques de dioxyde de carbone en 2013, ce qui représente une baisse de 23 % par rapport à 2003. À

l'échelle mondiale, le Canada arrive au 21e rang au prorata de la population. L'Australie et les États-Unis se classent respectivement aux 12e et 13e rangs, alors que le Qatar domine le palmarès.

Dans son Rapport d'inventaire national 2014, Environnement et Changement climatique Canada (2016 : 4) établit à 732 mégatonnes d'équivalent en CO₂ les émissions annuelles totales de GES du Canada (pas seulement celles attribuables à la consommation de combustibles fossiles), à l'exclusion de l'affectation des terres. Les émissions canadiennes étaient supérieures de 20 % à celles de 1990, qui se situaient à 613 mégatonnes (Mt). En 2007, les émissions ont atteint le sommet de 758 Mt. Le Canada représente environ 0,5 % de la population mondiale, mais il produit 1,6 % des émissions mondiales de GES (ou trois fois plus que la proportion de la population qu'il contient).

Le GIEC répartit les émissions en cinq principaux secteurs : énergie, procédés industriels et usage de produits, agriculture, déchets, et affectation des terres et foresterie. L'énergie, qui est de loin le secteur le plus important, produit 81 % des émissions. Elle est suivie du secteur de l'agriculture (8 %), du secteur des procédés industriels et de l'utilisation des produits (7 %), du secteur des déchets (4 %), et du secteur de l'affectation des terres et de la foresterie. Dans la catégorie de l'énergie, l'exploitation et la production de pétrole et de gaz en amont constituaient le principal sous-secteur émetteur de GES en 2014 (14 %). De 2005 à 2014, les émissions de GES ont diminué de 2 % au Canada, passant de 747 à 732 Mt. Malgré cette diminution globale, les émissions du sous-secteur de l'exploitation et de la production de pétrole et de gaz en amont (qui est probablement dominé par les sables bitumineux) ont augmenté de près de 50 % (Environnement et Changement climatique Canada 2016 : tableau S-2, p. 7)

Bien que les émissions de chacun des principaux secteurs aient diminué de 2005 à 2014, les émissions du secteur du pétrole et du gaz ont grimpé de 33 Mt. Lorsque l'on considère l'industrie pétrolière et gazière dans son ensemble, y compris la production de pétrole et de gaz en amont, le raffinage et les « sources fugitives », les émissions totales s'élèvent à 192 Mt. En fait, elles représentent plus de 25 % des émissions

totales du Canada, dépassent de 13 % environ celles du secteur du transport et sont quatre fois plus élevées que celles du secteur manufacturier. Qui plus est, le secteur du pétrole et du gaz compte pour plus des deux tiers (70 %) de la hausse des émissions canadiennes totales de 20 % entre 1990 et 2014.

Manifestement, l'industrie pétrolière et gazière revêt une importance cruciale dans les tendances relatives aux émissions et dans les politiques climatiques du Canada (Environnement et Changement climatique Canada 2016 : tableau S-3, p. 11).

L'Alberta compte 12 % de la population canadienne, mais elle émet 37 % des GES du Canada, soit 100 Mt de plus que l'Ontario. Les émissions de l'Ontario et du Québec ont respectivement diminué de 6 et 7 % entre 1990 et 2014, mais les émissions de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique ont respectivement augmenté de 56, 68 et 19 % au cours de la même période. L'implication de ces grandes tendances saute aux yeux. À elle seule, l'Alberta intervient pour 83 % dans l'augmentation des émissions de GES entre 1990 et 2014 au Canada. Les provinces grandes consommatrices d'énergie ont vu leurs émissions augmenter considérablement, tandis que les provinces axées sur l'industrie des services (et qui ont accusé de lourdes pertes d'emplois manufacturiers) avaient tendance à se décarboner.

4.3 Limitation des GES

La section précédente suppose qu'il y a un déséquilibre entre la capacité de la Terre à absorber les GES et l'industrie pétrochimique. Les menaces à la sécurité humaine sont graves, et les conséquences néfastes pour la biosphère semblent incommensurables. En 1997, des chefs d'État ont entrepris la première démarche politique pour lutter contre les changements climatiques en concluant un accord historique à Kyoto, au Japon. Le Protocole de Kyoto contraignait les pays participants à réduire leurs émissions de GES de 5,2 % par rapport aux niveaux de 1990. Le Canada avait pour objectif de réduire ses GES de 6 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2012. À l'issue d'un débat national intense, le gouvernement libéral a ratifié le Protocole de Kyoto en 2002. Au cours des années suivantes, le gouvernement fédéral n'a pris aucune mesure énergique pour freiner la croissance des GES. Conséquemment, les émissions ont continué de croître. En 2011, personne n'a été surpris que le gouvernement Harper se retire officiellement du Protocole de Kyoto, étant donné qu'il s'y opposait farouchement.

En 2009, l'opposition du gouvernement Harper au Protocole de Kyoto ne l'a toutefois pas empêché de signer l'Accord de Copenhague à l'occasion de la COP 15. Dans le cadre de cette entente non contraignante, le Canada s'était engagé à réduire ses émissions de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020. En mai 2015, le Canada a annoncé qu'il visait à réduire ses émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. En décembre 2015, le Canada a signé l'Accord de Paris lors de la COP 21. Cette entente ambitieuse avait pour but de rallier un nombre accru de grands pollueurs à la cause de la décarbonation et de la stabilité climatique. L'Accord de Paris établit plusieurs principes directeurs et engagements, notamment de dresser et de publier des inventaires nationaux des émissions d'origine humaine par source, en sus des données sur le stockage des émissions dans les puits de carbone (Environnement et Changement climatique Canada 2016).

Le GIEC recommande deux mesures : l'adaptation (puisque le réchauffement planétaire d'origine humaine se poursuivra) et l'atténuation. Du point de vue de l'atténuation, le GIEC préconise de limiter le réchauffement à deux degrés Celsius par rapport aux niveaux préindustriels. Ce nombre suppose que, si les concentrations atmosphériques de dioxyde de carbone ne dépassent pas 450 parties par million (ppm) d'ici 2100, le réchauffement demeurera probablement sous la barre des deux degrés Celsius, permettant ainsi de prévenir les pires conséquences du réchauffement planétaire.¹⁵ Le GIEC (2014 : 21) estime qu'il faudra réduire les émissions de GES de 40 à 70 % par rapport aux niveaux de 2010 d'ici 2050, puis les réduire presque entièrement d'ici 2100 pour réaliser la stabilité climatique.

Le Canada est en mode rattrapage en matière de politique climatique. Par exemple, certains pays de l'UE ont imposé une taxe sur le carbone dès le début des années 1990. La Western Climate Initiative (WCI) regroupe des provinces et des États nord-américains s'étant entendus sur la tarification et l'échange du carbone, dont le Québec et la Californie. Lancée en 2007, la WCI est un programme transfrontalier axé sur le marché qui vise à réduire les émissions. En imposant une taxe sur le carbone en 2008, le gouvernement de la Colombie-Britannique a été le premier en Amérique du Nord à procéder à la tarification du carbone. La Banque mondiale (2016) prévoit qu'une quarantaine de gouvernements nationaux ou infranationaux adopteront la tarification du carbone d'ici 2017. Ainsi, 15 % des émissions mondiales seraient couvertes.

Après des décennies d'inaction, les développements récents suggèrent que les gouvernements fédéral et provinciaux prennent les changements climatiques au sérieux. Voici quelques mesures fédérales et provinciales prises récemment et appuyées par Unifor :

- En avril 2015, la Colombie-Britannique a annoncé la formation d'une équipe de direction pour les questions climatiques afin de donner suite à son plan d'action en matière de changements climatiques. Ayant déposé son rapport et 32 recommandations en octobre 2015, l'équipe a recommandé d'accroître de 10 \$ par année la taxe sur le carbone, fixée à 30 \$ la tonne, à compter de 2018.
- À l'occasion de la COP 21 tenue à Paris en novembre 2015 (Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques), 195 pays se sont entendus pour contenir l'élévation de la température de la planète « nettement en dessous » de deux degrés Celsius par rapport aux niveaux préindustriels. Cet accord contraindra le gouvernement fédéral à mettre en place des initiatives pour lutter contre les changements climatiques et à rendre régulièrement compte de l'état d'avancement de celles-ci.
- En novembre 2015, le comité consultatif sur les politiques climatiques de l'Alberta a publié ses recommandations, dont l'établissement d'un prix sur les émissions de GES pour l'ensemble de l'économie. De plus, le gouvernement Notley a fait passer le plafond limitant les émissions annuelles provenant des sables bitumineux de 70 à 100 Mt afin de prévenir une flambée des émissions.

- En novembre 2015, le gouvernement de la Saskatchewan et SaskPower ont fait connaître leur objectif d'accroître la capacité de production d'électricité à partir de sources renouvelables de 50 %, surtout en mettant l'accent sur l'énergie éolienne, solaire et géothermique, l'hydroélectricité et la biomasse.
- En décembre 2015, les premiers ministres de l'Ontario, du Québec et du Manitoba ont signé un protocole d'entente pour faciliter l'intégration des futurs systèmes de plafonnement et d'échange des GES du Manitoba et de l'Ontario avec le système du Québec.
- En mai 2016, le gouvernement Wynne a adopté une loi déterminante, intitulée *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone*, qui renouvellera la relation que les Ontariens entretiennent avec leur filière énergétique en ciblant l'éventail complet de la consommation d'énergie, dont les structures de transport; les structures industrielles, résidentielles et non résidentielles; et la production d'électricité. Au cœur de ce plan se trouve l'engagement de l'Ontario d'adhérer au programme de plafonnement et d'échange de la WCI.

Ces mesures laissent croire que le fossé entre la compréhension scientifique et l'action politique se comble. On ne sait pas bien si l'infrastructure énergétique du Canada est suffisamment adaptée pour harmoniser l'augmentation prévue de la production et de la consommation de combustibles fossiles et les engagements des gouvernements fédéral et provinciaux à l'égard de la décarbonation. Au Canada, l'infrastructure axée sur l'énergie verte, par exemple, est-elle assez développée pour soutenir le virage industriel que requiert la décarbonation? Mark Carney, ancien gouverneur de la Banque du Canada et gouverneur actuel de la Banque d'Angleterre, estime que la décarbonation mondiale nécessite des investissements de cinq à sept mille milliards de dollars dans l'infrastructure axée sur l'énergie propre par année (Parkinson 2016). Existe-t-il un moyen d'exploiter nos ressources énergétiques, tout en respectant nos engagements en matière de climat? Il s'agit peut-être là de la question stratégique fondamentale dans le dossier de l'énergie et du climat.

4.4 Solutions possibles : Tarification du carbone et réglementation

L'une des solutions possibles au problème des émissions de GES consiste à attribuer un prix au carbone. En les faisant payer pour leurs émissions, la tarification du carbone incite les pollueurs à réduire leur consommation de combustibles fossiles. Deux options tendent à dominer le débat stratégique : une taxe directe sur le carbone, comme en Colombie-Britannique (et à terme en Alberta), ou un programme de plafonnement et d'échange, comme au Québec (et bientôt en Ontario). La taxe sur le carbone désigne simplement un montant prélevé sur la combustion de combustibles fossiles. L'ampleur de la taxe peut varier. Il est possible de taxer le dioxyde de carbone dans tous les secteurs où il est émis ou dans des secteurs en particulier. Toutefois, la taxe sur le carbone pose le problème suivant : sans surveillance réglementaire, rien ne garantit que les émissions diminueront ou que les cibles seront atteintes. C'est un acte de foi que de croire que le changement de comportement amené par la taxe produira le résultat souhaité (notamment la décarbonation).

Unifor croit que la tarification du carbone est une mesure stratégique adaptée à la menace que présentent les changements climatiques. Il croit aussi qu'un régime de plafonnement et d'échange est



préférable à une taxe sur le carbone. Pour débiter, le régime de plafonnement et d'échange englobe le mécanisme du marché et la surveillance réglementaire. Les joueurs dans le marché fixent eux-mêmes le prix du carbone par l'achat et la vente de « quotas », alors que le gouvernement définit la limite maximale d'émissions, c'est-à-dire le « plafond ». Par la suite, le gouvernement abaisse le plafond tous les ans, conformément à ses cibles, afin d'obtenir le résultat escompté pour l'environnement. Par exemple, d'ici la fin de la première période de conformité de quatre ans du programme de plafonnement et d'échange proposé en Ontario (décembre 2020), les émissions auront diminué de 15 % par rapport aux niveaux de 1990. Quant à lui, le plafond baissera graduellement de 37 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2030 et de 80 % d'ici 2050. La combinaison de la surveillance réglementaire et de la tarification du carbone en fonction du marché s'avérera probablement plus efficace, comme option stratégique, en ce sens qu'elle garantit l'atteinte des cibles en matière d'émissions avec une plus grande certitude.

4.5 Principes à suivre pour rendre la tarification du carbone bénéfique

La taxe sur le carbone et le programme de plafonnement et d'échange posent une menace évidente : les fuites industrielles. Si leur structure de coûts augmente, les entreprises qui font partie d'industries touchées par les échanges et rejetant de grandes quantités d'émissions pourraient être motivées à se réinstaller dans des provinces qui ne pratiquent pas la tarification du carbone ou qui exigent un prix inférieur. Unifor est parfaitement conscient du risque d'exode industriel. De fait, Unifor représente le quart des 150 lieux de travail contraints de participer au programme de plafonnement et d'échange en Ontario. La migration des entreprises vers les provinces ne pratiquant pas la tarification du carbone ou exigeant un prix inférieur éliminerait des emplois et appauvrirait la province, sans limiter les émissions mondiales. Le manque de compétitivité des prix et les effets régressifs de la tarification du carbone sur les consommateurs sont d'autres enjeux stratégiques.

Pour prévenir les conséquences néfastes possibles de la tarification du carbone, Unifor croit qu'une série de mesures doivent être mises en place (voir Unifor (2016) pour de plus amples renseignements).

- Premièrement, des « crédits de transition » devraient être affectés aux industries qui portent le fardeau du changement le plus lourd. Les entreprises des industries touchées par les échanges et rejetant de grandes quantités d'émissions, comme la fabrication de pointe, la production d'acier et de ciment, l'exploitation minière, les pâtes et papiers et la fabrication de produits chimiques, devraient recevoir des crédits pour favoriser la stabilité de l'emploi et la transition en milieu de travail.
- Deuxièmement, la tarification du carbone devrait prévoir un « mécanisme de rajustement des prix du carbone aux frontières » pour que les marchandises en provenance des provinces ne pratiquant pas la tarification du carbone ou exigeant un prix inférieur ne retirent pas un avantage injuste sur le plan des coûts par rapport aux producteurs locaux.
- Troisièmement, le régime de recettes découlant de la tarification du carbone devrait avoir une incidence sur les recettes. Par exemple, en Colombie-Britannique, les produits de la taxe sur le carbone, qui sont recyclés par l'intermédiaire du système fiscal, reviennent aux contribuables. Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient créer un « fonds vert » pour financer les politiques nécessaires pour décarboner l'économie de manière juste et viable sur le plan social. Le fonds vert devrait servir aux fins suivantes :
 - Financer la « transition équitable », un principe reconnu par l'Organisation internationale du Travail (2015) et explicitement mentionné dans l'Accord de Paris. Le raisonnement qui sous-tend la transition équitable, c'est que le fardeau de l'adaptation ne devrait pas peser sur les travailleuses et les travailleurs lorsque le gouvernement décide d'éradiquer une industrie en adoptant une loi, afin d'atteindre un objectif environnemental. La restructuration industrielle crée du chômage à grande échelle, de la pauvreté et des bouleversements sociaux. La transition équitable vise à atténuer ou à prévenir ces conséquences nocives grâce à des mesures comme les études d'impact sur le marché du travail, le recyclage, la mise à niveau des compétences, le soutien du revenu, l'aide à la réinstallation, les pensions de raccordement et la flexibilisation du régime d'assurance-emploi.
 - Atténuer les effets régressifs de la tarification du carbone sur les consommateurs, surtout ceux qui touchent un faible revenu.
 - Favoriser le développement énergétique peu polluant, les infrastructures vertes et les technologies propres, dont l'efficacité énergétique, les travaux de modernisation et l'énergie renouvelable. Les travailleurs des industries déclinantes (comme le charbon) se recycleraient et se verraient offrir des occasions d'emplois correspondant à leurs compétences dans les industries émergentes.

Le Canada a besoin d'une série de politiques qui favorisent la décarbonation, les technologies propres et l'énergie verte, tout en assurant une transition équitable, pour exploiter ses ressources énergétiques de façon durable et réagir efficacement à la menace que posent les changements climatiques.

5. Une meilleure vision de l'avenir énergétique du Canada

D'après Lewis Mumford, le « principe qui sous-tend la démocratie » consiste à « placer ce qui est commun à tous les hommes au-dessus de ce que peuvent revendiquer une organisation, une institution ou un groupe » (1964 : 1). Pour sa part, Josiah Ober a découvert que le terme *démocratie* signifiait à l'origine « capacité collective du public à réaliser de belles choses dans la sphère publique », au lieu de « règle de la majorité » ou même de « gouvernement par le peuple » (2008 : 8). Comme l'énergie (sous toutes ses formes) chevauche les sphères privée et publique et est un bien commun, la population canadienne devrait exercer sa capacité à « réaliser de belles choses » dans le domaine du développement énergétique.

Les chapitres précédents décrivent une partie des enjeux et des possibilités que présente l'exploitation des ressources énergétiques abondantes du Canada. Unifor croit que les Canadiennes et les Canadiens seront mieux placés pour profiter de l'immense richesse énergétique du Canada en renforçant l'engagement démocratique et la surveillance. Le présent chapitre énonce quelques principes directeurs et politiques à appliquer pour exploiter les ressources énergétiques du Canada de manière équitable et durable, tout en respectant les droits conférés aux Premières Nations en vertu de traités.

Dans un monde en décarbonation, notre vision consiste à bâtir un secteur énergétique dynamique, productif et viable. Notre industrie primaire peut fournir les matières premières nécessaires à toutes les autres activités économiques, créer des emplois de qualité pour les Canadiennes et les Canadiens, nous aider à payer nos comptes dans le commerce international et respecter la nécessité de protéger l'environnement. Notre industrie primaire doit également respecter les droits conférés aux Autochtones en vertu de traités et les traiter comme des partenaires à part entière du développement énergétique. La réalisation de cette vision d'une industrie primaire vraiment axée sur la création de richesses serait une étape remarquable et progressiste pour le Canada.¹⁶

5.1 Production à des fins de consommation intérieure

Depuis le début des années 1970, les États-Unis, qui forment le « marché libre » le plus important au monde, restreignent les exportations d'énergie au nom de la « sécurité énergétique ». Alors que l'industrie mondiale amorce un virage vers les sources de carburant non polluantes, il est de plus en plus impératif de tirer le plus de valeur économique possible des ressources énergétiques du Canada. L'Ouest canadien baigne dans le pétrole et exporte la majeure partie de ses surplus aux États-Unis, mais l'Est du Canada doit s'en remettre à des fournisseurs étrangers pour répondre à ses besoins en pétrole et gaz naturel, dont la charge d'alimentation pour ses raffineries. Le manque de capacité pipelinrière d'ouest en est fait partie des principaux obstacles qui empêchent le Canada d'assurer son approvisionnement énergétique et d'affirmer son indépendance, deux enjeux stratégiques pour Unifor. Par conséquent, une infrastructure adaptée est nécessaire pour éviter que les Canadiens dépendent de fournisseurs étrangers pour satisfaire leurs besoins énergétiques.

Politique n° 1 : Unifor recommande que le gouvernement fédéral perpétue sa tradition de bâtisseur en veillant à ce que les infrastructures énergétiques du Canada répondent aux besoins énergétiques de la population, notamment par une stratégie d'harmonisation de la production et de la consommation d'énergie qui réduirait la dépendance à l'égard des importations. Pour ce faire, il faut assurer la sécurité de l'approvisionnement et parvenir à l'indépendance énergétique, ce qui nécessitera d'étendre le réseau énergétique, dont les pipelines et les infrastructures de transport d'électricité, à l'ensemble du Canada.

Unifor s'oppose à la clause de proportionnalité de l'ALENA dans la mesure où elle limite la surveillance démocratique et la réglementation publique du développement énergétique, plus particulièrement de la conservation des ressources pétrolières, au Canada.

5.2 Maximisation de l'activité économique et de la création d'emplois, en amont et en aval

Si nous laissons aux entreprises privées le soin de prendre les décisions, qui sont axées uniquement sur la maximisation des profits à court terme, l'économie canadienne serait étiquetée comme productrice et exportatrice de matières premières. Au Canada, des vagues successives de développement ont démontré les dangers de cette approche étroite de « nation d'extraction » : lorsqu'il n'y a plus de ressources (ou que la demande ou leurs prix ont chuté), tout ce qui reste en permanence, ce sont la dislocation sociale et les dommages causés à l'environnement. Unifor mise sur les richesses naturelles pour assurer un cadre de développement économique plus large et plus durable. Cette stratégie exige des mesures proactives pour que nos ressources soient transformées, raffinées et deviennent des produits de seconde transformation en aval de la chaîne d'approvisionnement, y compris les produits du pétrole, les produits chimiques et les plastiques. Elle exige également des efforts délibérés pour augmenter le contenu canadien des différentes composantes et des fournitures achetées par l'industrie primaire (comme les machines, les équipements et les services). Ainsi, les avantages économiques de l'exploitation de ces ressources pourraient être améliorés pour toute la population canadienne.

Unifor croit qu'il faudrait gérer les richesses énergétiques du Canada de manière à maximiser la création d'emplois et l'activité économique dérivée à long terme. Cette tâche est d'autant plus importante si l'on tient compte de la nature limitée du travail lié à plusieurs produits à base de ressources naturelles nécessitant une énorme machinerie. Par exemple, chaque million de dollars de PIB dans la production pétrolière et gazière crée seulement un demi-emploi, par rapport à 10 emplois dans la fabrication et le transport et à 8 emplois dans la construction. Des règles rigoureuses sur le contenu canadien, qui exigent une quantité accrue de composantes et de fournitures en amont ainsi que des activités plus poussées de raffinage et de traitement en aval, et des règles obligeant les producteurs de ressources naturelles à créer des emplois locaux pour que leurs nouveaux projets soient approuvés, contribueraient à redresser la situation. Le Programme des travailleurs étrangers temporaires a créé un bassin de travailleurs exploités, non protégés par les normes du travail ou normes juridiques en vigueur. L'industrie primaire devrait combler ses besoins en main-d'œuvre supplémentaire par l'intermédiaire de l'immigration permanente au lieu d'avoir recours à des programmes abusifs de migration temporaire.

Politique n° 2 : Unifor prône le rétablissement de liens étroits entre la politique énergétique du Canada et ses autres politiques industrielles et économiques. Nos ressources naturelles abondantes devraient former la base de notre développement industriel.

Unifor recommande de modifier le processus fédéral, provincial et territorial d'examen des nouveaux projets énergétiques en y intégrant l'évaluation des liens industriels possibles entre, d'une part, les activités d'extraction en amont et, d'autre part, les activités de raffinage et de fabrication intermédiaires et en aval. En déterminant les points de jonction du début à la fin de la chaîne d'approvisionnement, le processus d'examen pourrait mieux maximiser l'activité économique au Canada. Des efforts doivent être déployés pour approfondir l'intégration de la chaîne d'approvisionnement en énergie, dont l'extraction, la machinerie, la valorisation, le raffinage, le traitement, la fabrication et les services. Unifor recommande que des règles rigoureuses sur le contenu canadien soient intégrées au processus d'examen des projets énergétiques de sorte qu'il tienne compte de la seconde fabrication et de l'utilisation d'une machinerie et d'autres intrants fabriqués au Canada.

Unifor prône aussi l'établissement d'une exigence réglementaire visant à approvisionner suffisamment le secteur pétrochimique en gaz naturel pour qu'il croisse et se développe, ce qui comprend des mesures pour favoriser l'expansion de la production de LGN et de gaz naturel liquéfié (GNL). Unifor appuie une politique de « l'énergie au service de l'emploi » en vertu de laquelle les commissions nationales et régionales de l'énergie feraient de la stabilité d'emploi dans les industries d'exportation stratégiques un facteur déterminant dans l'octroi de permis aux nouveaux projets de production de pétrole, de bitume et de gaz naturel.

Il faudrait éviter de jumeler des travailleurs et des sociétés d'énergie à l'aide du Programme des travailleurs étrangers temporaires. Les pénuries de main-d'œuvre locale devraient être palliées par un programme fédéral qui mettrait les chômeurs canadiens en contact avec les possibilités d'emplois dans l'industrie pétrolière et gazière.

5.3 Planification et réglementation de la production de combustibles à base de carbone

Nous devons transcender le modèle de développement marqué par des cycles d'expansion et de récession qui caractérisent l'histoire des ressources du Canada en réglementant avec attention la croissance, les investissements et l'expansion des mégaprojets afin que les travailleurs du secteur primaire et leurs communautés puissent jouir d'un moyen de subsistance stable et sûr plutôt que se résigner à des périodes d'expansion éphémères. L'expansion et la récession dans le domaine des ressources peuvent avoir des conséquences néfastes sur l'ensemble de l'économie nationale et non seulement dans certaines régions productrices. Par exemple, l'afflux considérable d'investissements étrangers dans les projets d'exploitation du bitume depuis 2003 a joué un rôle déterminant dans l'envolée qui a propulsé le dollar bien au-delà de ses niveaux historiques. Par ailleurs, cette envolée a été très néfaste pour toutes les autres industries d'exportation du Canada, dont la fabrication, les services et le tourisme.

Politique n° 3 : Unifor recommande au gouvernement fédéral (et aux organismes publics connexes) d'adopter une approche proactive pour régler les effets secondaires macroéconomiques et financiers du développement des ressources énergétiques, notamment en intervenant pour stabiliser le taux de change. Il faut également établir un solide réseau de transferts fiscaux au sein du Canada afin de partager plus largement les bénéfices du développement des ressources et prévenir l'émergence d'énormes inégalités régionales, en n'oubliant pas que les provinces où les ressources énergétiques sont exploitées assument le fardeau de la dépollution environnementale. Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent imposer des plafonds absolus aux projets d'extraction à fortes émissions (p. ex. dans le secteur des sables bitumineux) pour assurer le développement responsable des ressources énergétiques à long terme et la conformité aux accords internationaux en matière de climat.

5.4 Limitation des effets des émissions de GES sur l'environnement

Le secteur des ressources naturelles se heurte aux limites environnementales de la croissance économique plus directement que tout autre secteur de notre économie. Après tout, l'exploitation des ressources naturelles (l'air que nous respirons, l'eau que nous buvons, la terre sur laquelle nous vivons et travaillons et les matières premières que nous utilisons dans toutes les formes de travail) est la première étape de n'importe quel processus de production économique. D'autres secteurs de l'économie, dont le transport, la fabrication et même l'industrie des services, dépendent tous des intrants provenant directement ou indirectement du secteur primaire. Par conséquent, le lien entre l'économie et l'environnement doit être géré prudemment et de façon à assurer un environnement durable afin de protéger notre avenir contre la pénurie des ressources et le déclin de la qualité de notre environnement.

Le grave problème mondial du changement climatique est l'exemple le plus pressant de cet enjeu global. La destruction des terres et des habitats, l'extinction des espèces et la pollution de l'air et de l'eau comptent parmi les effets secondaires de l'exploitation des ressources sur l'environnement. L'amélioration de la performance de l'industrie primaire exigera plusieurs mesures radicales notamment en limitant soigneusement l'ampleur des activités et le rythme d'expansion (une priorité particulièrement importante pour l'industrie du bitume de l'Alberta), en imposant une réglementation stricte sur les émissions et les déchets industriels, en favorisant la conservation de l'énergie et les sources d'énergie verte, et en exigeant que les entreprises du secteur primaire assument les coûts de la dépollution environnementale.

Étant donné que la grande partie du gaz naturel extrait et consommé au Canada est produit à l'aide de méthodes non traditionnelles, dont la fracturation hydraulique et le forage horizontal (ce qui suppose que l'industrie canadienne en général, et les membres d'Unifor en particulier, dépendent de ces méthodes sur le plan économique) et que des scientifiques et des organismes de recherche sont inquiets des conséquences néfastes sur la santé publique et l'environnement qui sont associées aux techniques non traditionnelles d'extraction du gaz naturel dont les polluants atmosphériques et la contamination des eaux souterraines et des eaux de surface, Unifor croit que le gaz naturel non classique présente des retombées économiques, mais aussi des risques potentiels pour la santé.

Politique n° 4 : Unifor a pour vision une industrie énergétique dynamique et concurrentielle qui aurait des cibles contraignantes et ambitieuses pour réduire les GES à l'échelle fédérale, provinciale et territoriale, dont un plan expliquant en détail comment le Canada respectera les engagements qu'il a pris en matière d'émissions au titre de l'Accord de Paris.

Unifor demande au gouvernement fédéral de former un conseil multipartite national sur les changements climatiques comprenant des représentants du mouvement syndical, des Premières Nations, du monde des affaires, de la communauté scientifique, du gouvernement et de la population touchée, afin d'élaborer et de mettre en œuvre une stratégie nationale sur le climat, tout en se pliant à des exigences en matière de surveillance et de production de rapports. Dans la mesure où il est un intervenant majeur dans l'industrie énergétique, Unifor s'engage à participer activement à l'élaboration et à la mise en œuvre d'une stratégie nationale sur le climat.

En collaboration avec les syndicats, les entreprises et les autres intervenants concernés, le Canada devrait mettre en œuvre une stratégie sur le transport public axée sur des réseaux de transport en commun bien développés reliant les zones urbaines et les banlieues, sur des dispositions stipulant que l'équipement doit être fabriqué au Canada et sur les sources de carburant non émettrices, y compris les nouvelles infrastructures énergétiques vertes, comme les bornes de recharge pour les véhicules motorisés et les structures non polluantes.

Unifor appuie les initiatives visant à développer les nouvelles technologies de captage, de stockage et d'utilisation du CO₂ dans le cadre d'une transition globale à une économie à faibles émissions de carbone. Comme les gouvernements aident financièrement l'industrie du gaz naturel à faire la transition aux technologies vertes, des incitatifs devraient être offerts aux entreprises de gaz naturel pour qu'elles adoptent les technologies les plus récentes de « cartographie du méthane ». Ces dernières les aideraient à repérer et à colmater les fuites de leurs canalisations, ce qui leur permettrait d'améliorer leur efficacité, de conserver l'énergie et de réduire leurs émissions.

Unifor appuie ses membres dans l'industrie du gaz naturel et défendra vigoureusement leurs intérêts. À cette fin, Unifor demande à leurs employeurs d'utiliser les technologies les plus écologiques possibles. Dans les cas où la transition vers une technologie plus récente est trop coûteuse, Unifor exhorte le gouvernement à fournir une aide financière pour alléger le fardeau de l'adoption de cette technologie. Étant donné que les conséquences de la fracturation sur la santé publique et l'environnement n'ont pas encore été déterminées avec exactitude, Unifor invite le gouvernement fédéral (Environnement et Changement climatique Canada, en partenariat avec Ressources naturelles Canada et, possiblement, avec Unifor, les Premières Nations et d'autres intervenants) à lancer une étude sur les conséquences des techniques non traditionnelles d'extraction du gaz naturel sur la santé publique, la société et l'environnement, dans le but de recueillir de plus amples renseignements sur les pratiques exemplaires et les interventions stratégiques potentielles.

Bien que les accidents industriels soient une triste réalité, les collectivités où l'énergie est extraite, traitée et transportée ne doivent pas porter le fardeau injuste du nettoyage. Les entreprises responsables des bassins de résidus, de la contamination de l'eau, des fuites de pétrole ou de gaz, des accidents ferroviaires et d'autres catastrophes industrielles doivent être tenues, tant sur le plan juridique que financier, de réparer les dégâts causés à l'environnement naturel ou social, notamment par l'intermédiaire de travaux de nettoyage et de réhabilitation et d'une compensation financière.

5.5 Carburants de remplacement, énergie verte, tarification du carbone et mesures de transition

Les hauts et les bas de l'exploitation des ressources exercent des pressions énormes sur les travailleurs : insécurité d'emploi, obligation de se réinstaller ailleurs (parfois dans des régions éloignées), perturbation de la vie familiale. La création d'emplois de qualité et durables dans l'industrie primaire nécessitera des programmes proactifs de formation et de développement des compétences. Alors que nous délaissions l'extraction massive pour orienter notre stratégie énergétique vers la valorisation, le raffinage et la fabrication en aval, nous devons aider les régions et les travailleurs touchés à saisir les nouvelles occasions qui se présentent à eux. Il en va de même pour notre plan ambitieux de créer des emplois dans le domaine de l'énergie verte, notamment en investissant dans les sources d'énergie de remplacement et d'énergie renouvelable, le transport en commun et la conservation de l'énergie. Il n'y a aucune raison pour que la transition vers une économie verte menace les emplois et la sécurité des travailleurs. À vrai dire, si nous nous y prenons de la bonne façon, les travailleurs en sortiront gagnants. En partenariat avec les syndicats, le milieu des affaires, les Premières Nations, les groupes écologiques et d'autres intervenants, les différents ordres de gouvernement au Canada doivent entreprendre le virage industriel nécessaire pour harmoniser les besoins en énergie du Canada et ses engagements en matière de climat ainsi que l'objectif général de la viabilité de l'environnement. Pour ce faire, il faudra une série de politiques qui encouragent les carburants de remplacement, le développement de l'énergie verte et, surtout, la tarification du carbone.

Politique n° 5 : Les différents ordres de gouvernement au Canada doivent accélérer la transition des carburants très polluants, comme le charbon, vers les sources de carburant qui dégagent moins de GES, comme le gaz naturel, ou qui ne polluent pas du tout, comme l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire, en tenant compte des coûts économiques de cette transition pour les ménages et l'industrie en général. Les risques environnementaux et sociaux associés aux mégaprojets hydroélectriques et aux centrales nucléaires commandent un dialogue permanent entre les intervenants et une surveillance publique étroite pour assurer la sécurité et la durabilité.

Unifor est en faveur d'un plan ambitieux de développement de l'énergie verte comprenant des investissements dans les sources d'énergie de remplacement et d'énergie renouvelable, la conservation, la modernisation et les technologies propres. Ce plan consisterait notamment à étendre les réseaux nationaux et régionaux d'énergie verte pour maximiser l'autosuffisance



énergétique du Canada et de ses régions, en vue de substituer les sources d'énergie durable à l'électricité produite au charbon.

En sus de l'organisation de campagnes de sensibilisation du public et de l'adoption de technologies de pointe, Unifor croit que la tarification du carbone est une mesure stratégique adaptée à la menace que présentent les changements climatiques. Il croit aussi qu'un régime de plafonnement et d'échange est préférable à une taxe sur le carbone, en partie parce que le régime de plafonnement et d'échange englobe le mécanisme du marché et la surveillance réglementaire. Les joueurs dans le marché fixent eux-mêmes le prix du carbone par l'achat et la vente de quotas, alors que le gouvernement définit la limite maximale d'émissions. Par la suite, le gouvernement abaisse le plafond tous les ans, conformément à ses cibles, afin d'obtenir le résultat escompté pour l'environnement. Pour prévenir les conséquences néfastes possibles d'un régime de plafonnement et d'échange, ou d'une taxe sur le carbone, Unifor croit que diverses mesures doivent être mises en place.

Politique n° 6 : Unifor recommande d'attribuer un prix aux émissions de GES pour favoriser leur réduction. Unifor préfère le régime de plafonnement et d'échange à une simple taxe sur le carbone, car il englobe le mécanisme du marché et la surveillance réglementaire et, par conséquent, il procure une plus grande flexibilité stratégique et une certitude accrue.

Lors de l'imposition d'un prix sur le carbone, des mesures complémentaires doivent être prises afin de réduire au minimum le risque de « fuite industrielle » (c'est-à-dire le transfert d'emplois canadiens vers d'autres pays à cause des politiques en vigueur), de maintenir la compétitivité des exportations et de prévenir les effets régressifs de la taxe sur les consommateurs. Premièrement, des crédits de transition devraient être affectés aux industries qui portent le fardeau du changement le plus lourd (p. ex. l'industrie pétrochimique). Les entreprises des industries énergivores et exposées à la concurrence, comme la fabrication de pointe, la production d'acier et de ciment, l'exploitation minière, les pâtes et papiers et la fabrication de produits chimiques, devraient recevoir des crédits pour favoriser la stabilité de l'emploi et la transition en milieu de travail. Deuxièmement, la tarification du carbone devrait prévoir un « mécanisme de rajustement des prix du carbone aux frontières » pour que les marchandises en provenance des provinces ne pratiquant pas la tarification

du carbone ou exigeant un prix inférieur ne retirent pas un avantage injuste sur le plan des coûts par rapport aux producteurs locaux. Troisièmement, le régime de recettes découlant de la tarification du carbone devrait avoir une incidence sur les recettes. Le gouvernement devrait créer un « fonds vert » pour financer les politiques nécessaires pour décarboner l'économie de manière juste et viable sur le plan social.

Le fonds vert devrait servir à financer la « transition équitable », un principe reconnu par l'Organisation internationale du Travail et explicitement mentionné dans l'Accord de Paris. La transition équitable englobe une série de mesures : les études d'impact sur le marché du travail, le recyclage, la mise à niveau des compétences, le soutien du revenu, l'aide à la réinstallation, les pensions de raccordement, la flexibilisation du régime d'assurance-emploi, entre autres. Le fonds vert devrait être utilisé pour atténuer les effets régressifs de la tarification du carbone sur les consommateurs, surtout ceux qui touchent un faible revenu. Il servirait aussi à aider les familles à moderniser leur maison grâce à l'énergie verte et à favoriser le développement de l'énergie à faibles émissions de carbone, les infrastructures vertes et les technologies propres, dont l'efficacité énergétique, la modernisation de l'industrie et l'énergie renouvelable. Les travailleurs des industries déclinantes (comme le charbon) se recycleraient et se verraient offrir des occasions d'emplois correspondant à leurs compétences dans les industries émergentes.



Reconnaissant l'incertitude et les perturbations causées par l'effondrement des prix du pétrole et l'évolution constante des technologies et des procédés dans le secteur primaire, les mesures visant à améliorer la sécurité d'emploi et à faciliter la restructuration, tout en réduisant au minimum le tort subi par les travailleurs, ont une grande importance. Les travailleurs du secteur de l'énergie et leurs familles ne devraient pas être victimisés par les cycles économiques et les progrès techniques, c'est-à-dire des forces indépendantes de leur volonté. L'objectif d'Unifor n'est pas de freiner les progrès techniques, mais plutôt de s'assurer qu'ils sont appliqués d'une manière qui reconnaît les droits des travailleurs, qui récompense leur productivité, qui améliore leurs conditions de travail et leur sécurité, et qui facilite leur adaptation. Les sociétés d'énergie qui font du recrutement proactif durant les années de pointe (notamment pour travailler et vivre dans des régions éloignées) sont responsables de soutenir leurs travailleurs pendant les périodes de disette.

Politique n° 7 : Unifor recommande l'instauration d'un programme de prestations supplémentaires de chômage pour améliorer la sécurité du revenu et remplacer le salaire (en sus des prestations régulières d'assurance-emploi) des travailleurs mis à pied dans le secteur de l'énergie. Unifor recommande que des primes négociées de recyclage et de retraite anticipée soient offertes aux travailleurs (selon leur ancienneté) pour encourager les départs volontaires et prévenir les mises à

piéd dans l'éventualité où une fermeture, une restructuration ou un progrès technique risque de causer des pertes d'emplois permanentes. Un travailleur mis à pied devrait bénéficier de possibilités d'embauche préférentielle dans les autres lieux de travail de son employeur, le cas échéant, et d'aide à la réinstallation s'il tire parti de ces possibilités. Un travailleur mis à pied dans une région éloignée devrait recevoir de l'aide pour se réinstaller ailleurs.

Chaque lieu de travail devrait former un comité patronal-syndical sur l'évolution technologique. Ce dernier se réunira au moins tous les semestres pour discuter des technologies et des procédés dont l'évolution a une incidence sur les niveaux d'emploi, les conditions de travail, les compétences et les pratiques de travail.

5.6 Droits conférés en vertu de traités et pleine participation socioéconomique des Autochtones

Le Canada n'a jamais été une « terre inhabitée ». Des Autochtones habitent et travaillent à peu près partout où nous procédons à l'extraction des ressources. Le succès de l'extraction de ces ressources et leur durabilité sont donc indissociables du respect intégral des droits fonciers et des droits d'utilisation des ressources et des terres découlant des traités des Premières Nations, des Inuit et des Métis à titre de partenaires entiers et volontaires dans l'exploitation des ressources. Les communautés autochtones doivent donc être les premières avantagées par les retombées en matière d'emplois et les revenus générés par ces initiatives de développement.

Politique n° 8 : Le respect des droits que la loi reconnaît aux peuples autochtones et qui leur sont conférés en vertu de traités et des droits des propriétaires fonciers est une condition préalable au développement énergétique durable sur le plan social. Unifor appuie les principes consacrés dans l'UNDRIP et presse le gouvernement du Canada de trouver des moyens innovateurs d'opérationnaliser ceux-ci, en combinaison avec d'autres principes et valeurs, dont ceux qui sont entérinés dans les décisions récemment rendues par la Cour suprême du Canada (p.ex. dans les affaires Nation haïda c. Colombie-Britannique et Nation Tsilhqot'in c. Colombie-Britannique). Les Premières Nations, les Inuit et les Métis doivent être des partenaires entiers et égaux de l'exploitation des ressources, et les travailleurs locaux doivent être les premiers avantagés par les retombées en matière d'emplois et les revenus générés par ces initiatives de développement.

5.7 Transport du pétrole et du gaz

À long terme, les pipelines d'exportation abaissent le niveau d'emploi dans l'industrie canadienne du pétrole et du gaz, car les ressources ne sont pas valorisées ni raffinées au Canada. Unifor s'oppose à ces projets d'exportation en raison de leur incidence négative sur l'environnement et l'économie. Nous faisons campagne, et continuerons de le faire, pour l'adoption d'une stratégie nationale sur l'énergie et l'environnement, afin que la production d'énergie soit règlementée en cohérence avec des engagements crédibles et progressistes en matière d'environnement. Pour atteindre ces cibles, l'expansion de la production de bitume doit être limitée.

Politique n° 9 : Unifor s’oppose à l’exportation du bitume, du pétrole et du gaz naturel bruts, y compris au renforcement de la capacité pipelinière d’exportation et des terminaux d’exportation. Unifor prône l’expansion du réseau de transport du pétrole d’ouest en est afin d’acheminer le brut de l’Ouest canadien aux raffineries de l’Est du Canada et du Canada atlantique. Unifor croit que les pipelines sont des moyens plus sécuritaires, moins polluants et plus économiques de transporter le pétrole et le gaz naturel. Cela étant dit, une surveillance réglementaire étroite est nécessaire pour que les sociétés d’énergie se conforment aux lois en matière de sécurité.

Avant de mener des travaux d’exploration ou de construire un pipeline sur des terres autochtones (et les terres d’autres propriétaires), les sociétés de pipelines doivent consulter les parties concernées et négocier avec elles. Elles doivent s’assurer que les retombées économiques du pipeline sont équitablement partagées avec les Premières Nations concernées et que des mesures de sécurité adéquates sont négociées et prévues.

Unifor appuie les stratégies visant à maximiser l’activité économique canadienne à toutes les étapes du processus de production d’énergie, dont la construction de pipelines. Relativement au GNL, Unifor est en faveur de la transformation du gaz naturel en vue d’exporter un produit fini. En ce qui a trait à l’approbation d’un pipeline, la décision de l’ONE devrait tenir compte de dispositions sur la fabrication canadienne. Unifor appuie le principe de précaution qui, dans ce cas-ci, signifie qu’un pipeline et d’autres infrastructures énergétiques devraient être soumis à des mesures strictes en matière d’application et de surveillance (inspection, monitoring, etc.) afin que les lois existantes sur la sécurité soient maintenues.

5.8 Privatisation, propriété, réglementation et fiscalité

L’industrie primaire enregistre traditionnellement d’énormes entrées de capitaux étrangers. Toutefois, elle connaît aussi des sorties de capitaux alarmantes lorsque le cours des produits de base chute inévitablement. Le gouvernement fédéral a la responsabilité cruciale de réglementer minutieusement les entrées directes de capitaux étrangers, de les interdire complètement dans certains secteurs (possiblement l’uranium et d’autres actifs stratégiques), et de négocier des engagements obligatoires avec les entreprises étrangères dont les investissements et les projets sont approuvés. L’expérience de récentes prises de contrôle étrangères dans le secteur primaire (p. ex. Inco, Falconbridge et Alcan), qui a entraîné des fermetures d’usines, des mises à pied et plusieurs grèves et lockouts interminables, démontre que lorsqu’une entreprise canadienne de production cruciale ne devient qu’un rouage de plus dans le processus de la mondialisation des entreprises, les travailleurs du Canada, les communautés et la performance économique en souffrent tous. Dans certains cas, la propriété publique pourrait également jouer un rôle important pour veiller à ce que les ressources soient utilisées de façon durable et rentable au plan social. En définitive, les richesses naturelles du Canada appartiennent à la population canadienne et non aux entreprises qui détiennent un permis d’extraction (dont plusieurs sont établies à l’étranger ou détenues par des intérêts étrangers). Les gouvernements doivent adopter une approche dynamique afin de veiller à ce

que la population canadienne reçoive la juste valeur marchande de ses ressources à long terme. Dans l'industrie pétrolière et gazière, les redevances versées au gouvernement doivent correspondre à la valeur à long terme de ces ressources non renouvelables. Il faut donc éviter de réduire les taux des redevances afin d'accroître les profits à court terme et les activités d'exploration. Plus particulièrement, les redevances perçues dans l'industrie pétrolière (entre autres, dans les projets des sables bitumineux et les projets de développement au large des côtes du Canada atlantique) sont déplorables et doivent être augmentées en priorité dans le cadre d'une politique énergétique.

Les entreprises du domaine des ressources naturelles doivent verser des impôts plus élevés pour payer leur part équitable des infrastructures physiques et sociales du Canada. Nous devons déployer tous les efforts (comme des accords sur les avantages des projets) pour permettre à des groupes ciblés (notamment les Premières Nations et autres travailleurs qui subissent régulièrement l'exclusion économique) une première chance de participation aux nouvelles initiatives d'exploitation des ressources. Les lois du travail doivent établir un équilibre réaliste du pouvoir entre les travailleurs du secteur primaire et les multinationales pour lesquelles ils travaillent afin que ces travailleurs (avec l'aide de leurs syndicats) reçoivent des salaires et des pensions proportionnels à leurs efforts et à leur productivité.

Politique n° 10 : Unifor s'oppose à la privatisation des actifs énergétiques stratégiques, dont les compagnies d'électricité provinciales, que ce soit en tout ou en partie. Unifor croit que le droit exclusif de fixer les prix de l'électricité et du gaz naturel doit appartenir aux organismes de réglementation provinciaux et locaux puisque l'électricité est un bien public. Unifor demande au gouvernement fédéral de modifier la Loi sur Investissement Canada de manière à assurer la continuité de l'emploi, de la production et des liens industriels nationaux dans l'éventualité où un actif stratégique serait acquis par des intérêts étrangers dans l'industrie énergétique. Unifor prône un régime de redevances progressiste pour que la richesse énergétique du Canada procure une base économique stable au développement social. Lorsqu'ils sont maintenus à des taux bas, les redevances et les impôts sont, en réalité, une subvention pour les entreprises de combustibles fossiles. Le barème du régime de redevances du Canada devrait correspondre aux tranches supérieures des barèmes d'autres pays avancés.

6. Conclusion : pourquoi l'énergie est importante

Tout comme l'oxygène, la nourriture et l'eau, la consommation d'énergie est l'un des aspects non négociables de la vie. La civilisation moderne a besoin d'énergie mécanique pour fonctionner. En tant que principal syndicat du secteur de l'énergie, Unifor a à cœur de promouvoir une vision progressiste du développement énergétique au Canada. L'orientation stratégique actuelle, qui est dictée par les entreprises et axée sur le marché, ne semble pas répondre efficacement aux enjeux du Canada en matière d'énergie.

Voilà pourquoi Unifor propose une autre vision du développement énergétique, qui renforce le dynamisme industriel et la compétitivité des entreprises grâce à une série de mesures qui stimuleraient l'emploi, gèreraient la production de manière responsable, approfondiraient les liens industriels, accroîtraient l'activité économique, réduiraient les émissions de carbone, faciliteraient la transition vers l'énergie verte, respecteraient les droits conférés aux Autochtones en vertu de traités et distribueraient équitablement les richesses naturelles.

Dans un monde en décarbonation, où l'« acceptabilité sociale » est de plus en plus importante, Unifor croit que les différents ordres de gouvernement au Canada doivent infléchir leur orientation stratégique pour promouvoir et gérer le développement énergétique avec efficacité. Nous espérons que la politique énergétique d'Unifor contribuera à cette réorientation stratégique.

6.1 Appel à l'action

Conjointement avec le Conseil industriel de l'énergie, les dirigeants d'Unifor demandent aux gouvernements fédéral et provinciaux ainsi qu'aux administrations municipales de consulter Unifor relativement à l'établissement d'un processus pour mettre en œuvre sa politique énergétique.

De plus, Unifor prône la formation d'un comité national multipartite comprenant des représentants des syndicats du secteur de l'énergie, des gouvernements fédéral et provinciaux, des sociétés d'énergie et des associations industrielles de premier rang, des groupes autochtones et des organisations non gouvernementales œuvrant dans le domaine de l'environnement pour définir la nouvelle orientation de la politique énergétique du Canada, préférablement basée sur la vision d'Unifor.

Chaque membre d'Unifor, qu'il travaille ou non dans le secteur de l'énergie, est fortement encouragé à se familiariser avec la politique énergétique d'Unifor afin de militer efficacement pour un avenir énergétique progressiste. Les membres d'Unifor sont aussi invités à entrer en contact avec leurs représentants politiques pour les encourager à mettre en œuvre la politique énergétique d'Unifor.

BIBLIOGRAPHIE

- ASSOCIATION CANADIENNE DES PRODUCTEURS PÉTROLIERS. *Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry*, CAPP, Calgary, 2016.
- BLISS, M. *Northern Enterprise: Five Centuries of Canadian Business*, Toronto, McClelland and Stewart, 1987.
- BOARDMAN, A.E., et A.R. VINING. « A Review and Assessment of Privatization in Canada », *University of Calgary School of Public Policy Research Papers*, vol. 5, n° 4, 2012, 32 p.
- BODEN, T.A., G. MARLAND et R.J. ANDRES. *Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions*, Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge (Tennessee), U.S. Department of Energy, 2015. [doi: 10.3334/CDIAC/00001_V2015].
- BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO. *Évaluation des incidences financières de la vente partielle de Hydro One*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2009. [<http://www.fao-on.org/web/default/files/publications/FAO%20Hydro%20One%20FR.pdf>].
- CLARKE, T., J. STANFORD, D. GIBSON et B. HALEY. *The Bitumen Cliff: Lessons and Challenges of Bitumen Mega-Developments for Canada's Economy in an Age of Climate Change*, Ottawa, Centre canadien de politiques alternatives, 2013.
- DOERN, G.B. « Political-Economic Context », *Canadian Energy Policy and the Struggle for Sustainable Development*, sous la direction de G.B. Doern, Toronto, University of Toronto Press, 2005, p. 3-50.
- EASTERBROOK, W.T., et H.G.T. AITKEN. *Canadian Economic History*, Toronto, University of Toronto Press, 1956 [1988].
- ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA. *Rapport d'inventaire national 1990-2014 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, sommaire*, Ottawa, Environnement et Changement climatique Canada, 2016.
- FAVEL, B., et K.S. COATES. *Understanding UNDRIP: Choosing Actions on Priorities Over Sweeping Claims about the United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples*, Ottawa, Institut MacDonald-Laurier, 2016.
- GREEN, K.P., et T. JACKSON. *Safety in the Transportation of Oil and Gas: Pipelines or Rail?*, Vancouver, Institut Fraser, 2015.
- GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION. « Résumé à l'intention des décideurs », *Changements climatiques 2014 : Conséquences, adaptation et vulnérabilité*, 5^e rapport d'évaluation du GIEC, New York, Nations Unies, 2014.
- GROUPE DE LA BANQUE MONDIALE. *Carbon Pricing Watch 2016*, Washington D. C., Banque mondiale, 2016. [<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/24288>].
- LEMPHERS, N. « Moving oil sands to market—by pipeline or rail? », article du blogue du Pembina Institute, 23 mai 2013. [<https://www.pembina.org/blog/732>].
- MASON, G. « Alberta, B.C. discuss deal to swap pipeline for electricity », *The Globe and Mail*, 20 avril 2016.
- MORROW, A. « Hydro One: Ontario's privatization plan explained », *The Globe and Mail*, 3 juin 2015.
- MUMFORD, Lewis. « Authoritarian and Democratic Technics », *Technology and Culture*, vol. 5, n° 1, p. 1-8.
- Nation haïda c. Colombie-Britannique* (Ministre des Forêts), [2004] 3 RCS 511, 2004 CSC 73. [<https://scc-csc.lexum.com/scc-csc/scc-csc/fr/item/2189/index.do>].
- Nation Tsilhqot'in c. Colombie Britannique*, 2014 CSC 44, [2014] 2 RCS 256. [<https://scc-csc.lexum.com/scc-csc/scc-csc/fr/item/14246/index.do>].
- NATIONS UNIES. *Déclaration sur les droits des peuples autochtones*, New York, Nations Unies, 2007.
- OBER, Josiah. « The Original Meaning of "Democracy": Capacity to Do Things, Not Majority Rule », *Constellations*, vol. 15, n° 1, p. 3-9.

- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE. *Avenir énergétique du Canada : Évolution de l'infrastructure et enjeux à l'horizon 2020*, Ottawa, gouvernement du Canada, 2009.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE. *Avenir énergétique du Canada 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 : Résumé*, Ottawa, gouvernement du Canada, 2016a.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE. *Avenir énergétique du Canada en 2016 : Perspectives provinciales et territoriales*, Ottawa, gouvernement du Canada, 2016b.
- ORGANISATION INTERNATIONALE DU TRAVAIL. *Principes directeurs pour une transition juste vers des économies et des sociétés écologiquement durables pour tous*, Genève, Organisation internationale du Travail, 2015.
- PARKINSON, D. « Carney highlights financial potential of reining in carbone missions », *The Globe and Mail*, 15 juillet 2016.
- PLOURDE, A. « The Changing Nature of National and Continental Energy Markets », *Canadian Energy Policy and the Struggle for Sustainable Development*, sous la direction de G.B. Doern, Toronto, University of Toronto Press, 2005, p. 51-82.
- STANDORD, J. « Staples, Deindustrialization and Foreign Investment: Canada's Economic Journey Back to the Future », *Studies in Political Economy*, vol. 82 (automne), 2008, p. 7-34.
- STATISTIQUE CANADA. *Le cadre de la statistique de l'énergie au Canada*, catalogue n° 57-602-G, Ottawa, ministère de l'Industrie, 2016.
- SYNDICAT CANADIEN DES COMMUNICATIONS, DE L'ÉNERGIE ET DU PAPIER. *Politique énergétique*, politique n° 917, Ottawa, SCEP, 2008.
- SYNDICAT CANADIEN DES COMMUNICATIONS, DE L'ÉNERGIE ET DU PAPIER. *Submission to the National Energy Board: Keystone XL Pipeline Application*, ordonnance d'audience OH-1-2009, 30 septembre 2009.
- TAYLOR, G.D. *The Rise of Canadian Business*, Toronto, Oxford University Press, 2009.
- UNIFOR. *Document d'information : La gestion des richesses naturelles dans l'intérêt des Canadiens et de l'environnement*, Toronto, Unifor, 2013a. [http://www.unifor.org/sites/default/files/documents/document/730-backgrounder_eng.pdf].
- UNIFOR. *Submission to the Government of Ontario's Standing Committee: Bill 172, An Act Respecting Greenhouse Gases*, Toronto, Unifor, 2016. [http://www.unifor.org/sites/default/files/brief-statements/bill_172_-_an_act_respecting_greenhouse_gas.pdf].
- YERGIN, D. *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*, New York, Free Press, 1991.

REFERENCES

¹ Avant 1887, les droits miniers étaient privés et transférables. Après 1887, les droits miniers étaient réservés par la Couronne et pouvaient être loués. Voilà pourquoi la Compagnie de la Baie d’Hudson et CP Rail, qui détenaient des droits miniers sur des millions d’acres, ont été des acteurs importants de l’histoire de l’énergie au Canada (Bliss 1987 : 520, 524).

² Voir les articles 109 et 92A de l’*Acte de l’Amérique du Nord britannique*, 1867 à l’adresse http://www.solon.org/Constitutions/Canada/English/ca_1867.html.

³ Même le gouvernement de l’Ontario est entré dans le jeu en achetant 25 % des actions de Suncor à son propriétaire américain, pour la somme de 650 millions de dollars (Bliss 1987 : 543).

⁴ Un joule est une unité d’énergie dérivée, alors qu’un térajoule correspond à 1 000 milliards de joules. Une forme d’énergie « primaire » n’est pas soumise à un procédé de conversion ou de transformation. L’énergie primaire est captée ou collectée à partir d’une source d’énergie naturelle, alors que l’énergie secondaire désigne l’énergie primaire qui est fabriquée (ou transformée).

⁵ Un térawatt équivaut à 1 000 milliards de watts.

⁶ L’Association canadienne de pipelines d’énergie a dressé une carte interactive des pipelines transportant des liquides et du gaz naturel en Amérique du Nord (<http://www.cepa.com/map/index-fr.html>).

⁷ La liste se limite aux principales sociétés pétrolières et gazières, classées par capitalisation boursière, qui étaient inscrites à la cote de la TSX en 2013. Le fait d’être inscrite à la cote de la TSX n’empêche pas une société d’être détenue par des propriétaires étrangers, comme c’est le cas de l’Impériale, qui appartient à la société américaine ExxonMobil.

⁸ Cette figure englobe l’extraction de pétrole et de gaz (ainsi que les activités de soutien), la distribution de gaz naturel, la fabrication de produits pétroliers et le transport par pipeline. Elle exclut le charbon, l’électricité et les stations-service (voir le tableau CANSIM 029-0046).

⁹ Certaines parties de la présente section sont tirées mot à mot du document Unifor 2013a (p. 8-12).

¹⁰ Voir Green et Jackson (2015).

¹¹ Voir S.J. Carlson (http://web.mit.edu/hsr-group/documents/showcase_JC.pdf).

¹² On les appelle gaz « à effet de serre », car ils emprisonnent la chaleur dans l’atmosphère terrestre.

¹³ Une gigatonne équivaut à 1 milliard de tonnes.

¹⁴ Données provenant du Carbon Dioxide Information Analysis Centre (<http://cdiac.ornl.gov/>)

¹⁵ Les « parties par million » désignent une unité de mesure qui calcule la concentration atmosphérique de dioxyde de carbone.

¹⁶ Une partie du contenu qui suit est tirée du document Unifor (2013a).



unIFOR
theUnion | lesyndicat

unifor.org