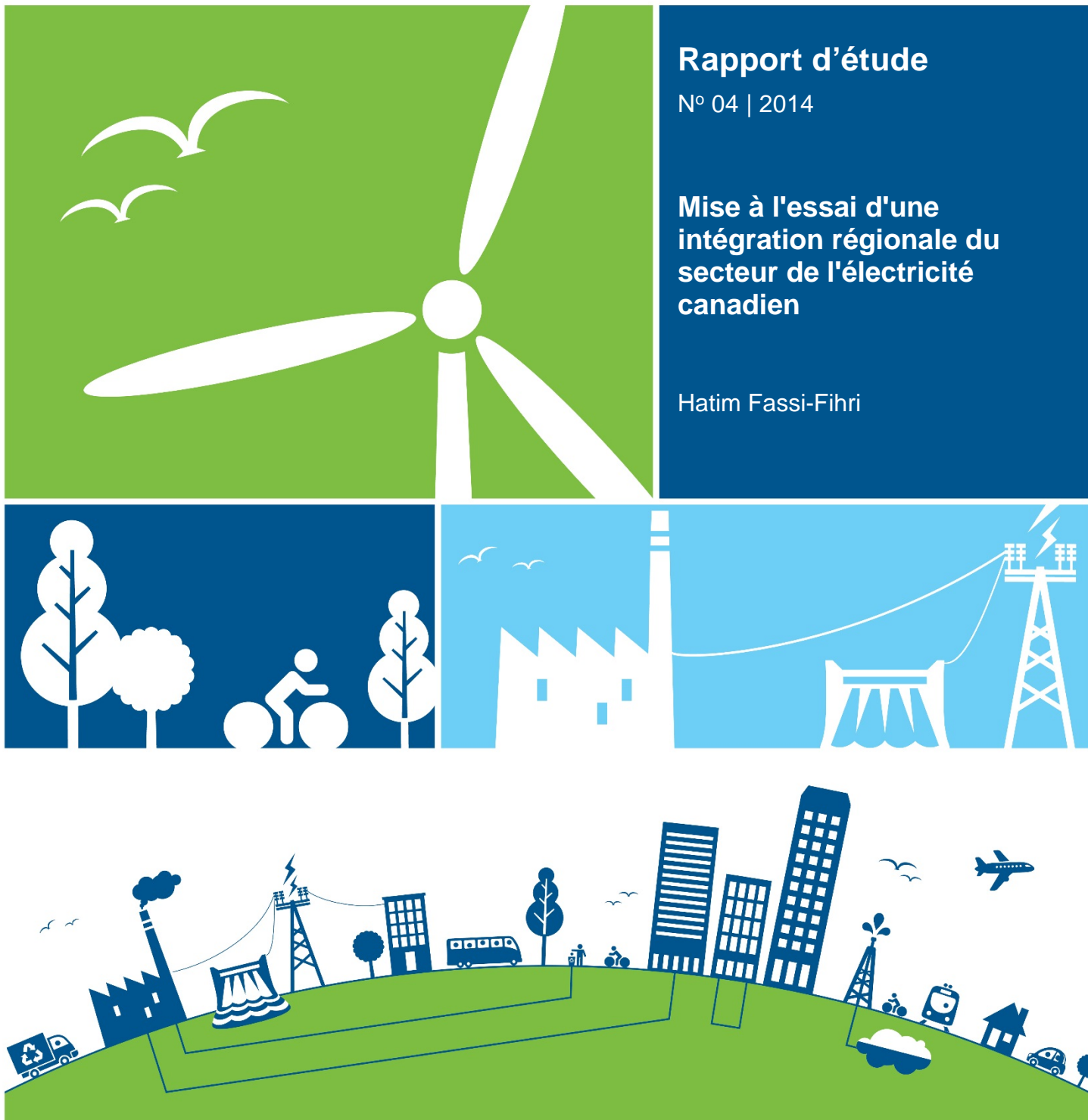


Rapport d'étude

N° 04 | 2014

Mise à l'essai d'une intégration régionale du secteur de l'électricité canadien

Hatim Fassi-Fihri



Rapport d'étude n° 04 | 2014

MISE À L'ESSAI D'UNE INTÉGRATION RÉGIONALE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ CANADIEN

Hatim Fassi-Fihri

Projet supervisé, M.Sc spécialisation en stratégie, HEC Montréal

Sous la supervision de Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire, Département des sciences de la décision, HEC Montréal, titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie.

Avec la collaboration de Kathleen Vaillancourt (chercheure associée)

Note aux lecteurs : Les rapports d'étude de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie sont des publications aux fins d'information et de discussion. Ils ont été réalisés par des étudiants sous la supervision d'un professeur. Ils ne devraient pas être reproduits sans l'autorisation écrite du (des) auteur(s). Les commentaires et suggestions sont bienvenus, et devraient être adressés à (aux) auteur(s). Pour consulter les rapports d'étude et les cahiers de recherche de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal, visitez le site <http://energie.hec.ca>.

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : Créée en 2013, la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'augmenter les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie, dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. La création de cette chaire et de ce rapport est rendue possible grâce au soutien d'entreprises partenaires. Pour plus d'information ou pour consulter nos autres publications, visitez le site <http://energie.hec.ca>.

Octobre, 2014

Chaire de gestion du secteur de l'énergie
HEC Montréal
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) Canada
H3T 2A7

Conception infographique : Émilie Parent et Johanne Whitmore

Copyright©2014 HEC Montréal. Tous droits réservés pour tous pays. Toute traduction et toute reproduction sous quelque forme que ce soit sont interdites. Les textes publiés dans la série des rapports d'étude n'engagent que la responsabilité de(s) auteur(s).

Table des matières

Avant-Propos.....	1
Introduction.....	2
Partie 1 : Le secteur ontarien de l'électricité	4
1.1. Le parc électrique diversifié de l'Ontario	4
1.1. La fin du charbon.....	5
1.2. Des centrales nucléaires vieillissantes	5
1.3. Un projet de réfection programmé.....	8
1.4. Le futur de l'électricité ontarienne	9
Partie 2 : L'intégration interprovinciale	11
2.1. Autonomie et intégration	11
2.2. Une alternative discrète.....	13
2.3. Des capacités d'interconnexion suffisantes?	14
Partie 3 : Présentation du modèle et des scénarios	16
3.1. Le modèle TIMES CANADA V+.....	16
3.2. Les limites du modèle	18
3.3. Différents scénarios	19
Partie 4 : Présentation des résultats	21
4.1. Consommation, capacités installées, production et importation d'électricité.....	21
4.1.1. Scénario BAU - NUC.....	21
4.1.2. Scénario 2- NUC?.....	25
4.1.3. Scénario 3 - GAZ CHER.....	28
4.1.4. Un mot sur l'importation d'hydroélectricité	30
4.1.5. Scénario 4 - SANS QC.....	31
4.1.6. Résumé des résultats	33
4.2. Gaz à effet de serre et niveaux de prix	33
4.2.1. Niveau d'émission de GES	34
4.2.2. Signal de prix	36
4.2.3. Résumé des résultats	37
4.3. Synthèse	38
Partie 5: Discussion stratégique	40
5.1. Analyse réflexive	40
5.2. Enjeux stratégiques : ouverture vers l'actualité	42
Conclusion	44
Bibliographie	46

Avant-Propos

Ce rapport a été réalisé pour la *chaire de recherche du secteur de l'énergie* d'HEC Montréal en collaboration avec la firme de consultants en modélisation du secteur de l'énergie, *ESMIA Conseil*. Ce travail s'inscrit dans le cadre d'un projet supervisé relatif aux programmes de M.Sc. en gestion d'HEC Montréal. Ce projet, approuvé par HEC Montréal, fut présenté comme un mandat spécifique de recherche et décrit comme suit:

"Le secteur de l'électricité ontarien est dominé par l'énergie nucléaire. 39% des capacités énergétiques de la province sont effectivement nucléaires. En 2016, deux centrales seront fermées pour des travaux de réhabilitation. D'autres centrales suivront peut être. Nous nous demandons quels impacts ce retrait temporaire (plus ou moins 5% de la capacité installée) aura sur le secteur énergétique et quels scénarios de remplacement sont à privilégier? Nous commencerons par effectuer une veille stratégique et sectorielle afin de réfléchir aux scénarios possibles. Nous regrouperons ensuite les données pertinentes et relatives à chacun de ces scénarios. Nous testerons finalement l'applicabilité de ces scénarios grâce à un modèle d'optimisation développé par la firme partenaire ESMIA. Les enjeux stratégiques se définiront en termes économiques, environnementaux et politiques. Le modèle permettra surtout d'optimiser le secteur à l'échelle interprovinciale et de mettre en lumière les opportunités commerciales possibles avec le Québec, ce qui donnera une plus-value à notre travail par rapport à la littérature existante. Ce projet nous permettra de mettre en application une planification stratégique par scénarios (un outil classique en stratégie)."

Introduction

L'Ontario fait aujourd'hui face à de grands défis stratégiques en matière d'électricité. Les centrales nucléaires ontariennes, source principale d'électricité dans la province, voient une majorité de leurs réacteurs arriver à obsolescence. Quelle solution de remplacement faut-il alors envisager pour continuer à répondre à la demande provinciale? Dans la planification officielle de la province, une solution semble prendre le dessus. Il s'agit d'un projet de réfection nucléaire estimé au bas mot à quelques 26 milliards de dollars (G\$).

Ce projet de réfection a subi de vives critiques depuis son annonce. Les opposants au projet considérant que des alternatives plus efficaces étaient à chercher chez les provinces voisines; plus précisément, dans l'importation d'hydroélectricité en provenance du Québec.

Mais ce débat d'actualité s'ancre dans une remise en question plus profonde de la gestion du secteur de l'énergie nationale. Il faut effectivement savoir qu'au Canada, le secteur de l'énergie est de la responsabilité des provinces et non du gouvernement fédéral. Ce système, hormis certaines expériences collaboratives qui n'ont pas été concluantes, a légitimé un développement et une planification en silo des secteurs énergétiques et électriques provinciaux. Ce développement n'est pas forcément efficace si on le compare à ce que serait un marché canadien intégré.

Notre travail a ainsi pour objectif d'analyser certains de ces enjeux. Plus spécifiquement, nous formulerons notre question de recherche ainsi : « Des importations d'hydroélectricité québécoises peuvent-elles être plus efficaces, sur le plan économique, que la réfection de certaines centrales nucléaires ontariennes? »

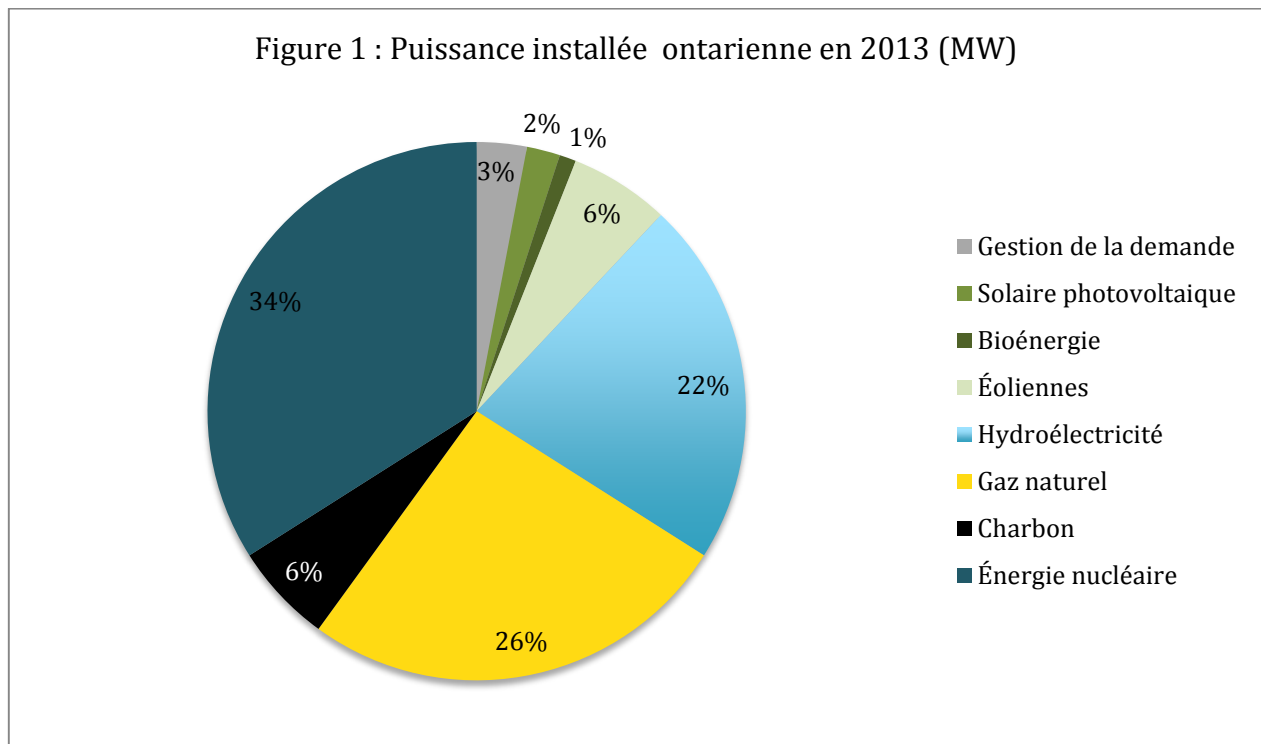
Nous commencerons par présenter plus en détail le marché ontarien de l'électricité ainsi que le projet de réfection (Partie 1). Nous reviendrons ensuite sur les enjeux d'intégration de marché en faisant référence à la littérature existante et nous contextualiserons ces enjeux au marché

régional Ontario/ Québec (Partie 2). Cette mise en contexte nous permettra de définir plus clairement le but de notre travail et d'introduire notre question de recherche. Pour y répondre, nous utiliserons un outil d'aide à la prise de décision: le modèle d'optimisation dynamique TIMES CANADA V+. Nous expliquerons évidemment le fonctionnement de ce modèle en prenant soin d'en préciser les limites (Partie 3). Puis nous présenterons et analyserons les résultats d'optimisation (Partie 4). Enfin, nous prendrons le recul nécessaire vis à vis de ces résultats en questionnant la rationalité du modèle grâce au cadre théorique d'Herbert Simon. Cela nous permettra d'ouvrir notre présentation sur certains événements récents de l'actualité politique et d'en offrir une meilleure interprétation (Partie 5).

Partie 1 : Le secteur ontarien de l'électricité

1.1. Le parc électrique diversifié de l'Ontario

Aujourd'hui, la majorité de la production électrique ontarienne est nucléaire (56% en 2013). En terme de puissance, le nucléaire représente près de 34% des capacités installées en 2013, soit environ 12 900 mégawatts (MW). L'hydroélectricité représente 22% de la production et 22% des capacités installées. Enfin, le gaz naturel délivre 10% de la production électrique et représente 26% de la capacité installée. La Figure 1 dresse un portrait du parc électrique ontarien.



Source: Ministère de l'énergie, 2013

En proportion de ses besoins, l'Ontario ne dispose pas de grandes capacités hydroélectriques comme le Québec, la Colombie-Britannique ou le Manitoba. Le marché électrique ontarien est plus diversifié et plus concurrentiel. Historiquement, ce parc électrique diversifié a connu des

changements majeurs. La mise à l'arrêt récente des centrales à charbon (encore présentes en 2013) en est un premier exemple.

1.1. La fin du charbon

L'une des principales réformes de la province concerne la mise à l'arrêt récente des centrales à charbon. Il y a une dizaine d'années, le charbon représentait près de 25% de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario (Ministère de l'énergie, 2013, p.10). Le 8 avril 2014, la station de Thunder Bay brûlait ses derniers stocks de charbon. Il s'agissait de la dernière centrale au charbon en Ontario encore en activité et faisait suite à la mise à l'arrêt de la centrale de Nanticoke en janvier 2014, à la fermeture de la station de Lambton en octobre 2013, à la conversion entamée en 2012 de la station d'Atikokan en biomasse et à la fermeture de la station de Lakeview en 2005 (OCAA, 2014). Cette élimination progressive des installations de production au charbon est la plus importante de toutes les initiatives nord-américaines de lutte contre les changements climatiques. Mais les centrales à charbon ne représentent pas le seul défi auquel la province fait aujourd'hui face. Le nucléaire, source principale d'électricité ontarienne, est en ce moment en pleine mutation.

1.2. Des centrales nucléaires vieillissantes

L'Ontario compte présentement 18 réacteurs nucléaires en fonction. La capacité installée de chacun de ces réacteurs est présentée dans le Tableau 1. Au total, la capacité nucléaire nette installée de l'Ontario est de 12 900MW. Ce nombre est comparable aux données de mai 2014 de la *World Nuclear Association*¹.

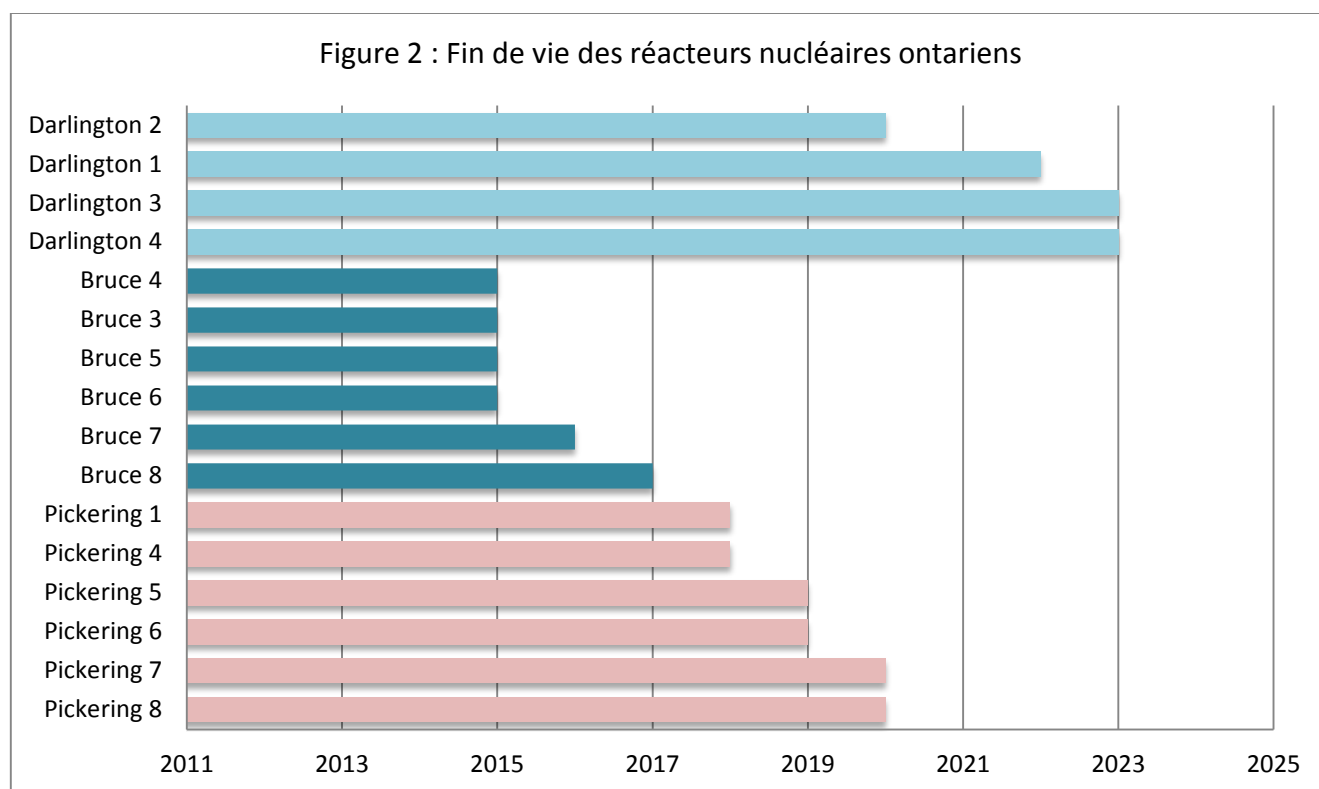
¹13 553MW (capacité nucléaire canadienne totale) – 635MW (Point-Lepreau 1) = 12 918MW

Tableau 1 : Capacités nucléaires installées en 2013 (MW)

Centrales	Réacteurs	Capacité installée (MW)
Pickering	PA1	500
	PA2	0
	PA3	0
	PA4	500
	PB5	525
	PB6	525
	PB7	525
	PB8	525
Bruce	BA1	750
	BA2	750
	BA3	750
	BA4	750
	BB5	820
	BB6	820
	BB7	820
	BB8	820
Darlington	D1	880
	D2	880
	D3	880
	D4	880
	Total	12 900

Source: OPG; Bruce Power, 2013; Winfield, 2004

Certains réacteurs nucléaires arrivent à court terme à la fin de leur cycle de vie. C'est le cas de la majorité des réacteurs de la centrale de Bruce (en bleu foncé sur le Tableau 1 et la Figure 2). D'autres réacteurs sont aujourd'hui à près de la moitié de leur cycle de vie. C'est le cas des réacteurs de Darlington (en bleu clair) et de Pickering (en rouge). Cela représente près de 11 400MW de capacités. La fin de vie de chacun de ces réacteurs est présentée dans la Figure 2 ci-dessous.



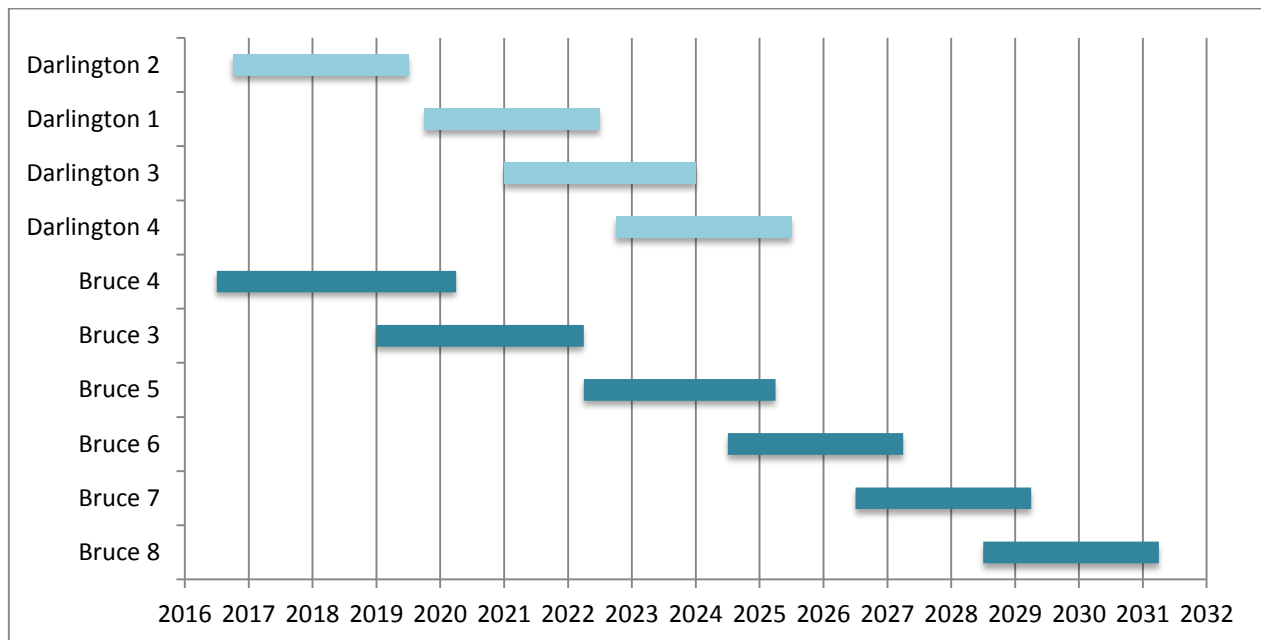
Sources: Bruce Power; OPG, 2013; CCSN, 2014; Winfield, 2014

Ainsi, si la fin du charbon a été un enjeu de taille ces dernières années, l'obsolescence à court et moyen terme des réacteurs nucléaires ontariens oblige de nouveau la province à repenser son parc électrique.

1.3. Un projet de réfection programmé

Pour répondre au phénomène d'obsolescence, les autorités ontariennes prévoient de remettre à neuf certains réacteurs dès 2016. Il s'agit de la majorité des réacteurs des centrales de Bruce et Darlington. La Figure 3 fait état du projet de réfection selon le calendrier officiel. Entre 8 300MW (selon le Tableau 1) et 8 500MW (Ministère de l'énergie, 2013, p.33) de capacités seront de fait renouvelées séquentiellement pour 30 ans (OPG, 2013).

Figure 3: Séquence de réfection des centrales de Bruce et Darlington



Source: (Ministère de l'énergie, 2013)

En terme de coût, la réfection d'un réacteur est estimée à 2G\$ (Spears, 2014). Pour ses six réacteurs, Bruce Power estime quelques 3G\$ de frais additionnels. Aussi, d'après les prévisions de l'*Ontario Power Generation* (OPG), les frais pour la réfection de Darlington (4 réacteurs) ne devraient pas dépasser 11G\$ (OPG, 2013, p.15), soit environ 8,6¢/kWh.

Bruce : 6 réacteurs * 2G\$ + 3G\$ de frais parallèles = 15G\$

Darlington : 4 réacteurs*2G\$ + 3G\$ de frais parallèles = 11G\$

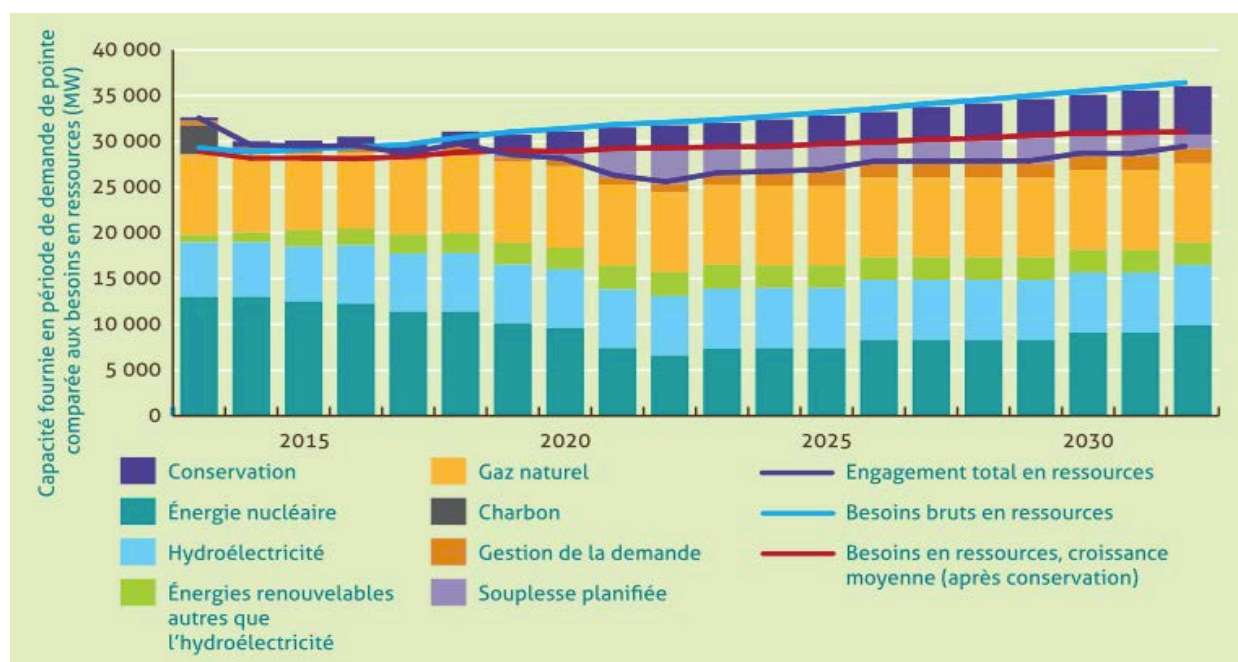
Au total, la réfection devrait donc coûter près de 26G\$. Ce coût estimé est toutefois sujet à controverse. L'*Ontario Clean Air Alliance* avance le fait qu'il est largement sous estimé (OCAA, 2012). Les coûts des projets nucléaires ontariens ayant largement dépassé les budgets qui leur étaient alloués au départ, un facteur de 2,5 fois le budget initial pourrait être considéré pour réajuster le coût du projet de réfection (*OCAA Research Inc.*, 2010).

Parallèlement au projet de réfection et contrairement à ce qui était prévu jusqu'en 2013, l'Ontario ne donnera pas encore suite à la construction de deux nouveaux réacteurs nucléaires à la centrale de Darlington mais la validité de la licence octroyée par la Commission Canadienne de la Sécurité Nucléaire est maintenue valide (NEI, 2013). Ce report est essentiellement dû à une croissance de la demande projetée plus faible que prévue. Les réacteurs de la centrale de Pickering (Schneider, 2013, p. 88 et Winfield, 2004, p.104) devraient quant à eux rester opérationnels jusqu'en 2020 (CCSN, 2012 ; NEI, 2010), aucun projet de réfection n'est à prévoir à leur niveau et une mise à l'arrêt anticipée pourrait même être envisagée.

1.4. Le futur de l'électricité ontarienne

Selon les prévisions officielles de la province et en prenant pour acquis le projet de réfection tel que présenté plus haut, le parc électrique ontarien (en terme de capacités installées) devrait suivre la tendance illustrée par la Figure 4.

Figure 4 : L'approvisionnement diversifié de l'Ontario (MW)



Source : (Ministère de l'énergie, 2013)

Mais ces prévisions officielles, si elles représentent le résultat d'un effort de planification important à l'échelle provinciale, ne sont pas directement confrontées à une vision interprovinciale et plus intégrée de l'électricité régionale. C'est ce que nous nous attèlerons à faire dans la partie suivante.

Partie 2 : L'intégration interprovinciale

2.1. Autonomie et intégration

La planification officielle de l'Ontario a été construite dans le but d'optimiser les ressources actuelles et futures de la province en fonction d'une demande locale. Cet exercice a nécessité la participation de près de 800 intervenants (Ministère de l'énergie, 2013) du secteur privé et public et une réflexion riche au niveau du processus de planification énergétique a été entreprise (OPA et SIERE, 2013). Cependant, cette planification a été produite en vase clos.

C'est dans une démarche similaire, autonome et indépendante, que chaque province canadienne a dans le passé mis en place un système de régulation de marché et de prix qui lui est propre. Il est possible de regrouper ces systèmes en trois groupes (Pineau, 2013):

- Les provinces à dominante hydroélectrique (Colombie-Britannique, Manitoba, Québec et Terre-Neuve-et-Labrador) qui se caractérisent par de bas coûts de production, des exportations et des exploitations publiques et centralisées.
- Les provinces restructurées (Alberta, Ontario, Nouveau-Brunswick) qui se sont distancées d'un modèle centralisé par la création d'un opérateur indépendant mais qui font face à des prix élevés et des défis d'investissements.
- Les provinces traditionnelles (Saskatchewan, Nouvelle-Écosse, Île du Prince Édouard) qui sont, elles, caractérisées par un développement vertical d'un secteur de l'électricité dépendant des combustibles fossiles. Elles font également face à des prix élevés.

Chacune de ces provinces a son propre système de fixation des prix. Si nous prenons par exemple l'Ontario et le Québec, le prix payé par le contribuable diffère selon le niveau de consommation mensuel de ce dernier. Il existe effectivement un seuil de consommation à partir duquel le prix du kilowattheure sera plus élevé. Cependant, ce seuil n'est pas le même pour les deux provinces et surtout, les prix (qu'ils soient d'un côté ou de l'autre du seuil) ne sont pas déterminés de la même façon. Le Québec propose un prix aux consommateurs selon le prix de production alors

que l'Ontario établit le prix en fonction de prévisions à long terme, un prix à partir duquel la province appliquera un tarif de rachat garanti (une assurance sur le prix de vente) aux producteurs d'électricité.

Que ce soit par l'une ou l'autre de ces réglementations, le prix de vente de l'électricité diffère largement de sa valeur économique (son coût d'opportunité). Le résultat à l'échelle interprovinciale est une inefficacité flagrante au niveau économique, environnemental et même sociale (Pineau, 2009).

Certains écrits de la littérature existante proposent d'intégrer ces différents secteurs de l'électricité canadienne dans un marché commun et concurrentiel (C.D. Howe Institute, 2010; Pierce et al., 2006; Pineau, 2013). Pour ce faire, il existe plusieurs niveaux d'intégration (Pineau, 2012). Le type le plus abouti serait celui d'un marché intégré en profondeur ("*Deep Integration*") où non seulement il y a aurait des infrastructures (capacités électriques) communes, mais également des conditions de marché similaires et des réglementations partagées. Une unification d'un système de prix reflétant la valeur réelle de l'électricité serait l'un des éléments centraux d'une telle réforme.

Évidemment, une réforme de cette envergure appliquée au marché Québec/Ontario peut effrayer, et non sans raison, certaines personnes, encore sous le choc des huit mois de dérégulation qu'a connu l'Ontario en 2002 (Pineau, 2013, p.375). À cette époque, l'Ontario avait dérèglementé le marché sans protéger ni préparer les consommateurs à des prix très volatiles. Ces derniers, historiquement hauts à l'été 2002, ont provoqué une réaction violente de l'opinion publique et, par extension, des élus politiques. Dès 2004, la planification centralisée (création de l'*Ontario Power Authority*) et la régulation des prix étaient en partie rétablies.

Mais même s'il y a des risques, force est d'admettre que la tendance internationale montre que l'intégration a le potentiel de faire plus de bien que de mal (Pineau, 2009, p.10). Le succès du premier marché international intégré dans les pays d'Europe nordique (le Nord Pool),

l'accroissement continu d'un marché commun entre les juridictions australiennes (*Australia's National Electricity Market*), les efforts d'intégration de l'Union Européenne (via la création de *l'European Transmission System Operatos* et l'EuroPEX) , *l'Andrean Energy Alliance* en Amérique Latine et le *Southern African Power Pool* au sud du continent africain montrent que l'intégration est un enjeu économique contemporain à prendre très au sérieux.

Autre élément à considérer : la mise en place d'un marché intégré et d'un signal de prix réaliste est essentiel pour pouvoir tirer profit d'une bourse carbone ou d'une politique de tarification des gaz à effet de serre (GES). Si l'on prend le marché québécois tel qu'il est aujourd'hui, une bourse carbone dans un secteur de l'électricité dominé par l'hydroélectricité (une énergie propre) aurait un effet déflationniste sur le coût de production de cette ressource comparativement à celui des autres alternatives de production d'électricité. Comme le prix de l'électricité québécoise est actuellement fixé en fonction du coût de production, la tarification a pour effet de rabaisser encore artificiellement les prix pour les consommateurs d'hydroélectricité et de créer plus d'inefficacité. Implémenter un signal de prix de l'électricité intégré et réaliste parallèlement à une tarification en matière de GES est donc une condition sine qua non au bon fonctionnement de cette dernière. Cette considération environnementale est d'autant plus importante que le secteur de l'électricité canadien est la première source unique d'émission de GES.

2.2. Une alternative discrète

Si l'intégration en profondeur des marchés provinciaux est une réforme de grande ampleur, une première étape vers un marché plus intégré serait d'augmenter l'interdépendance des provinces au niveau de leurs consommation et production d'électricité. Nous parlerions d'un marché partiellement intégré. Mais si la question de l'interdépendance interprovinciale a été soulevée dans le contexte ontarien par certains analystes (Burkhom et al., 2014; Chambre de Commerce du Canada, Janvier 2013, p.21), la planification officielle de l'Ontario n'a que brièvement évoqué de possibles échanges avec le Québec (Ministère de l'énergie, 2013, p.7): "*L'Ontario envisagera*

des opportunités d'importation d'hydroélectricité provenant d'autres juridictions lorsque de telles importations seraient assorties d'avantages pour le réseau et se révéleraient rentables du point de vue des contribuables de l'Ontario"; "On s'attend à ce que la province dispose de suffisamment d'énergie et de capacité à court terme pour répondre à ses propres besoins...Cependant, une entente d'importation avec l'un de nos voisins visant à garantir et à affermir la prestation d'électricité propre pourrait offrir une solution de rechange rentable à la construction d'installations d'approvisionnement provinciales".

L'option d'importer de l'hydroélectricité du Québec mérite-t-elle le peu d'enthousiasme qui lui est accordé? Est-elle, avant toute chose, envisageable?

2.3. Des capacités d'interconnexion suffisantes?

Avant de penser à la rentabilité de cette alternative plus intégrée, il faut d'abord s'assurer qu'elle soit possible. La question est donc de savoir si les interconnexions entre le Québec et l'Ontario ont la capacité d'assumer ces transferts.

Tableau 2 : Capacités des interconnexions interprovinciales entre l'Ontario et le Québec (MW)

		Vers l'Ontario	Vers le Québec
Nord-Est (Ontario) /Bay James	E	65	95
	H	85	110
Ottawa / Montréal	E	1 923	1 482
	H	1 998	1 502
Est (Ontario) Montréal	E	800	420
	H		470

Source : (NPCC, 2013)

La capacité de transfert d'électricité du Québec vers l'Ontario est de 2 883MW. Le Québec peut donc, si la capacité interne des réseaux est toujours disponible, exporter la capacité de trois à quatre réacteurs CANDU vers l'Ontario (soit quasiment la puissance de la centrale de Darlington). En 2011, seulement 11% du potentiel d'importation hydroélectrique était utilisé. L'alternative n'étant donc pas dénuée de sens, mettons désormais l'accent sur ses retombées.

Si l'on veut prendre la pleine mesure du potentiel d'une intégration des marchés ontariens et québécois, il ne faut pas s'arrêter à mettre en scène une entente contractuelle basée sur un prix fixe et fictif, celui (par exemple) du prix actuel et "futur" de l'exportation d'électricité québécoise vers les États-Unis, mais d'imaginer une planification concertée en terme d'échanges et d'investissements dans de nouvelles capacités. De ce fait, un outil adapté à la compréhension des enjeux électriques régionaux de deux provinces se doit d'être intégré et dynamique. C'est ce à quoi répond le modèle TIMES CANADA V+.

Partie 3 : Présentation du modèle et des scénarios

3.1. Le modèle TIMES CANADA V+

TIMES modélise avec beaucoup de détail le marché de l'énergie. Il est utilisé dans plus de 80 institutions à travers 70 pays et à des fins variées², comme l'analyse économique d'enjeux climatiques ou comme c'est le cas ici, de planifications énergétiques. TIMES se définit comme un modèle de programmation avec des aspects dynamiques (Loulou et al., 2005). Sous certains paramètres économiques, une unique optimisation identifie l'équilibre maximisant le surplus net total sur un marché national (Bahn et al., 2013).

Le modèle TIMES-Canada V+ représente spécifiquement l'ensemble du système énergétique canadien. Il couvre les secteurs énergétiques des treize provinces et territoires ainsi que les échanges énergétiques interprovinciaux. Ce système inclue l'extraction, la transformation, la distribution, l'utilisation finale et l'échange de différentes formes d'énergies et matériaux. L'optimisation du modèle TIMES CANADA V+ correspond donc théoriquement aux conditions d'équilibre optimales d'un marché canadien composé d'une offre en énergie (électricité incluse) et d'une demande. Dans le cadre de notre recherche, nous portons une attention plus particulière à l'offre et à la demande d'électricité à l'équilibre ainsi qu'aux caractéristiques du marché en terme de types de capacités électriques installées et de niveau d'échange interprovincial. Le modèle est calibré à l'année 2011. Il couvre une période totale pouvant aller jusqu'en 2100 (Vaillancourt, 2014). Toutefois, le niveau d'incertitude relatif à certaines variables non paramétrées dans le modèle (politiques, socio-économiques, technologiques) nous oblige raisonnablement à ne pas prendre en compte les résultats après 2035.

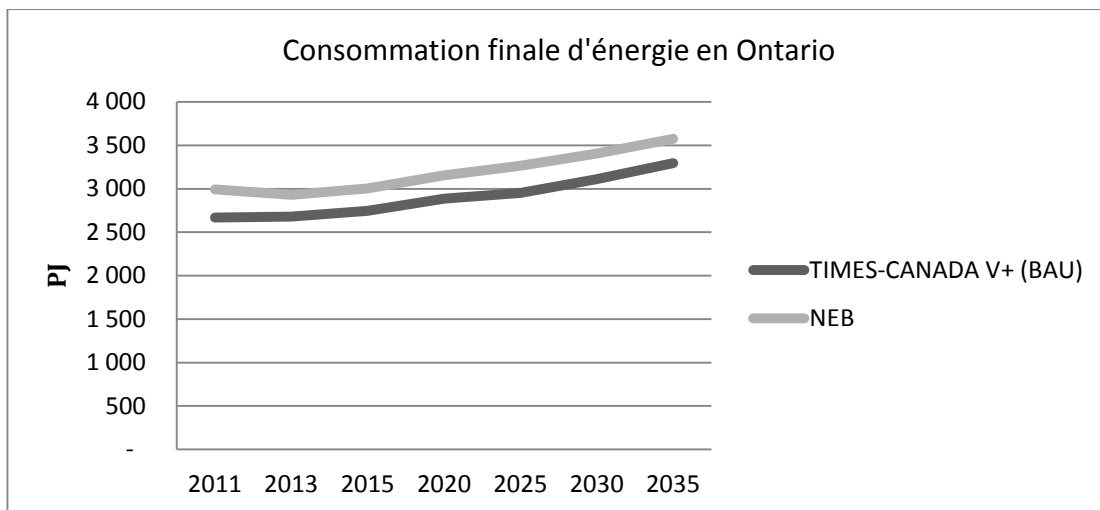
Attardons nous un moment pour présenter plus en détail les composantes du marché de l'électricité et le fonctionnement du modèle. La demande canadienne en énergie (électricité incluse) est un agrégat de prévisions démographiques et économiques issues en majeure partie

²Voir: <http://www.iea-etsap.org/web/index.asp>.

de l'Office Nationale de l'Énergie (sauf pour l'agriculture). L'offre électrique est quand à elle intégrée au modèle selon une veille précise des capacités existantes et des investissements possibles pour chaque province. Pour chaque année et chaque province, le modèle fragmente la demande (la consommation d'électricité) en différentes coupes temporelles (saisons, semaines, jours, heures). Le temps de l'année où la demande est la plus élevée est appelé "demande de pointe". À chaque année, le modèle mobilise les capacités électriques existantes, et investit (ou pas) dans de nouvelles technologies de manière à s'assurer de pouvoir répondre à cette demande de pointe locale avec l'ensemble de la capacité provinciale. Le modèle fixe ensuite un prix à l'équilibre qui ne varie généralement pas durant l'année. La demande est à son tour influencée par les caractéristiques de l'offre et du prix et évolue d'une année à l'autre. Le cycle se répète jusqu'en 2035. Nous parlons ainsi d'une optimisation dynamique.

La Figure 5 montre l'évolution de la demande énergétique ontarienne totale (électricité incluse) du modèle jusqu'en 2035, comparée à celles de l'Office Nationale de l'Énergie (ONÉ). La différence observée est due au fait que la définition des secteurs est différente. Dans le cas de l'ONÉ, les données du secteur pétrolier sont incluses dans l'industrie (extraction gazière et pétrolière, manufacture des produits raffinés), mais pas dans TIMES. La différence au niveau de la demande en électricité est cependant négligeable et n'influence pas nos résultats par la suite.

Figure 5: Consommation énergétique finale (incluant l'électricité) en Ontario selon deux approches de modélisations : celle de l'ONÉ et celle de Times-Canada V+



3.2. Les limites du modèle

Même si théoriquement, l'optimisation a pour but de donner une image réaliste d'un marché intégré à l'équilibre, plusieurs nuances par rapport à un marché national de l'électricité en concurrence pure et parfaite s'observent. Ces nuances de taille sont dues à une série de contraintes imposées au modèle.

- Contrainte sur les coûts: Le modèle intègre les coûts fixes (d'investissement) des nouvelles technologies lorsqu'il les met à profit pour optimiser les capacités du parc électrique régional. Cependant, le modèle n'a pas de contraintes financières en ce qui a trait à l'équilibre entre les revenus et les dépenses des producteurs d'électricité. De ce fait, ces coûts fixes d'investissement n'ont pas d'influence directe sur le calcul du prix de l'électricité. Le prix de l'électricité est en fait égal au coût marginal de production. Ainsi, l'utilisation d'une technologie au coût marginal très faible et au coût d'investissement élevé (comme l'hydroélectricité) a tendance à pousser vers le bas le prix de l'électricité. Le niveau de prix du modèle peut donc manquer de réalisme.
- Contrainte d'autosuffisance en capacité: Chaque année, une contrainte impose à chaque province d'investir dans des capacités électriques de manière à être capable de répondre à sa demande de pointe quel que soit le niveau d'échange interprovincial. Cela ne veut pas dire que la province utilisera ce potentiel électrique à pleine capacité. Une partie des besoins électriques de l'Ontario pourraient par exemple être importée des provinces voisines avant que toutes les capacités installées ne soient utilisées à leur plein potentiel.
- Contrainte d'inertie sur les échanges d'électricité : Cette contrainte impose au modèle de limiter la croissance du niveau d'échange électrique entre les provinces alors même qu'il pourrait rester de la capacité d'interconnexion non-utilisée. Afin d'empêcher le modèle de pencher vers un accroissement irréaliste des échanges interprovinciaux, le modèle ajoute aux limites déjà existantes des capacités d'interconnexion un facteur multiplicatif de 20 entre 2011 et 2050. Sur la période 2011-2035, cela correspond à limiter à 13,75 fois l'accroissement des échanges.

Pour synthétiser, même si le prix manque de réalisme, son évolution à long terme peut être synonyme d'une intégration de marché. Effectivement, le fait de voir converger le niveau des prix de l'électricité au Québec et en Ontario est révélateur d'un meilleur signal de prix. Cependant, il ne s'agirait pas d'un marché "intégré en profondeur" (comme nous l'avons discuté en partie 2.1) car les provinces continuent à planifier des investissements en vase clos et limiter les niveaux d'échange interprovinciaux. En référence à la littérature existante, il s'agirait donc de modéliser un marché partiellement intégré ("*Shallow Integration*") (Pineau, 2012).

3.3. Différents scénarios

Quatre scénarios sont étudiés. Chaque scénario correspond à des paramètres spécifiques imposés au modèle.

- **Scénario "Business As Usual" (BAU) – Réfection des centrales nucléaires (NUC):** Scénario fidèle à la production et aux capacités d'énergie existantes ainsi qu'aux projections futures comme nous les avons décrites en Partie 1 du travail. Ce scénario prend donc pour acquis les projets de réfection des réacteurs de Bruce et Darlington.
- **Scénario 2 – Nucléaire optionnel (NUC?):** Ce scénario reprend un paramétrage identique à celui du BAU - NUC sauf qu'il n'impose pas la réfection au modèle. La réfection est de ce fait proposée comme une option d'investissement au coût de 3 000\$/kW. Ce coût est basé sur les estimation budgétaire de l'OPG en ce qui a trait au projet de réfection de la centrale de Darlington, soit 10,8G\$ pour les 3 520MW considérés.
- **Scénario 3 – Nucléaire optionnel, gaz naturel cher (GAZ CHER):** Le scénario 3 propose également le nucléaire comme une option d'investissement. Il a cependant pour objectif de dissuader le modèle d'investir dans le gaz naturel. L'investissement dans le gaz naturel est donc paramétré à 10\$/GJ alors que dans le reste des scénarios, il est à 1\$/GJ.
- **Scénario 4 – Aucun accroissement des interconnexions avec le Québec (SANS QC):** Nous voulions voir ce que le modèle aurait choisi dans la mesure où davantage d'importations

d'électricité du Québec n'étaient pas envisageable. Nous avons donc limité les échanges interprovinciaux à leur niveau de 2011. Les capacités d'importation utilisées ont ainsi été maintenues à 11% de leur potentiel maximum jusqu'en 2035.

Tableau 3: Récapitulatif des scénarios

Scénarios	Réfection Bruce et Darlington	Coûts d'investissement pour réfection	Prix du gaz naturel	% des capacités d'interconnexion disponibles
BAU – NUC	Prévue	NA	1\$/GJ	100%
Scénario 2– NUC?	En option	3 000\$/kW	1\$/GJ	100%
Scénario 3 – GAZ CHER	En option	3 000\$/kW	10\$/GJ	100%
Scénario 4 – SANS QC	En option	3 000\$/kW	1\$/GJ	11%

Partie 4 : Présentation des résultats

Pour chaque scénario, la présence ou l'absence de capacités nucléaires à l'équilibre est le résultat principal de notre étude. Si le modèle investit dans de nouvelles capacités nucléaires après leur mise à l'arrêt prévue, c'est que le projet de réfection est justifié. Si, au contraire, d'autres capacités sont mises de l'avant, c'est qu'il faudrait peut être repenser les planifications ontariennes en matière d'électricité au profit de ces alternatives. Garder un oeil sur l'évolution de l'importation d'hydroélectricité représente le second élément important dans l'interprétation de nos résultats. Nous ajouterons aussi à cette analyse un descriptif plus exhaustif des équilibres de marché pour chaque province. Ainsi, nous présenterons les résultats en terme, de capacités installées et de niveaux d'échanges interprovinciaux, de demande et production d'électricité mais également en terme de niveau d'émissions de gaz à effet de serre et d'évolution du prix de l'électricité.

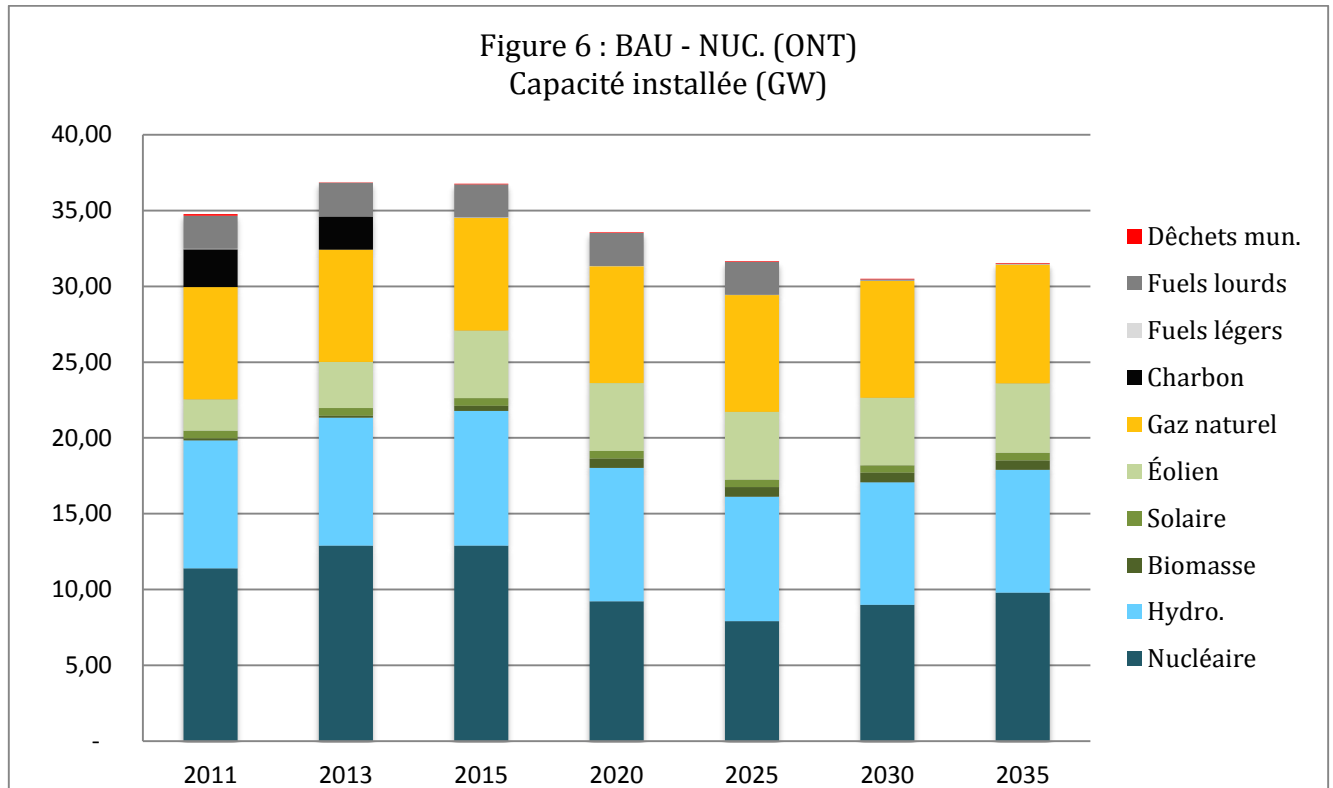
4.1. Consommation, capacités installées, production et importation d'électricité

Présentons, pour chacun de nos scénarios, comment la consommation d'électricité (la demande), la production (l'offre), l'importation hydroélectrique et la composition du parc électrique (en terme de capacités installées) sont optimisées par notre modèle sur un marché partiellement intégré.

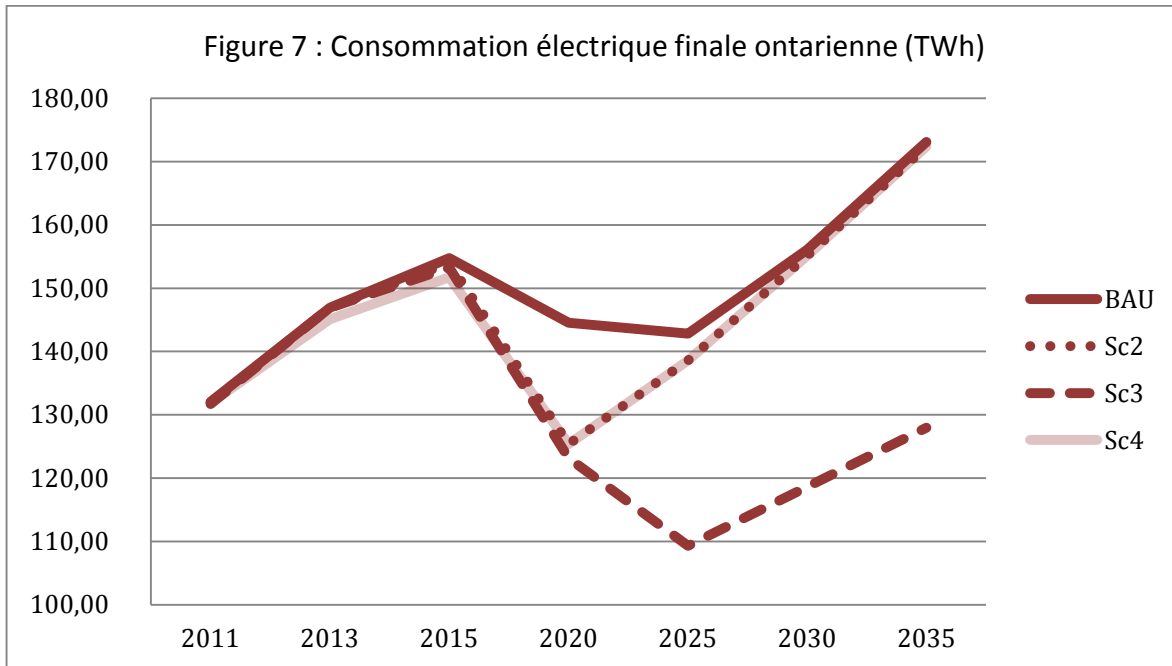
4.1.1. Scénario BAU - NUC

À l'équilibre, les capacités installées de notre Scénario BAU - NUC sont similaires à celles des prévisions officielles ontariennes (comparer la Figure 6 à la Figure 4). On observe une légère baisse des capacités nucléaires dès 2015. Cette baisse est due à la mise à l'arrêt temporaire des réacteurs durant le projet de réfection. En dehors du nucléaire, l'Ontario préserve un parc électrique diversifié. Une hausse plutôt négligeable de certaines énergies renouvelables (éolienne

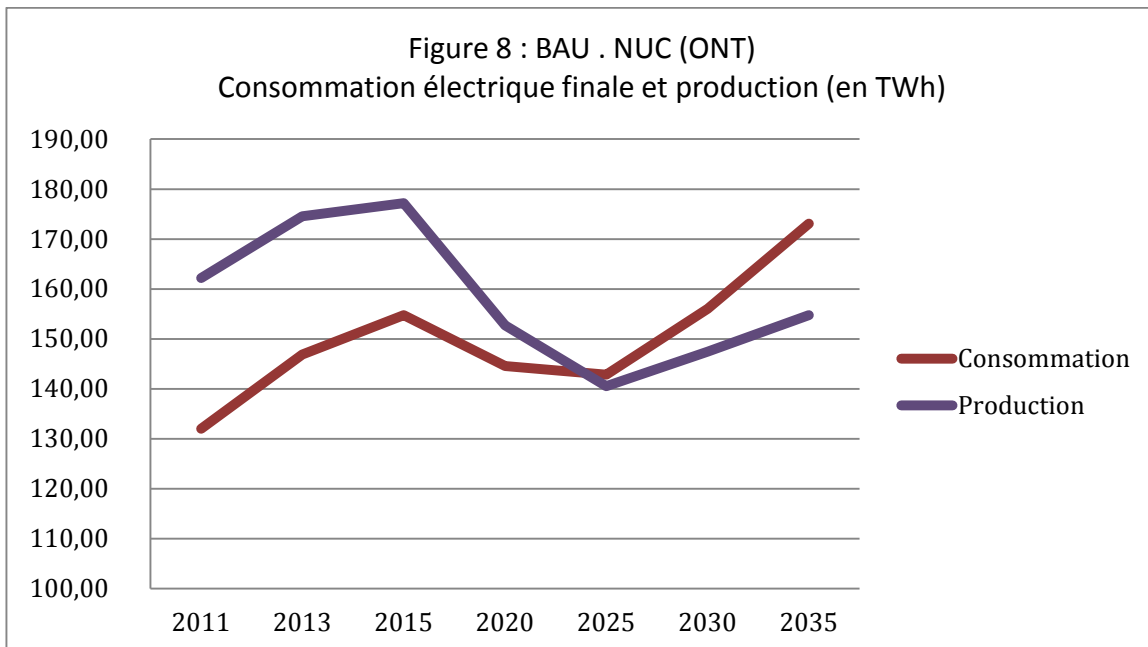
surtout) est observée. De manière générale, le niveau de capacités installées totales suit la tendance des capacités nucléaires installées entre 2011 et 2035.



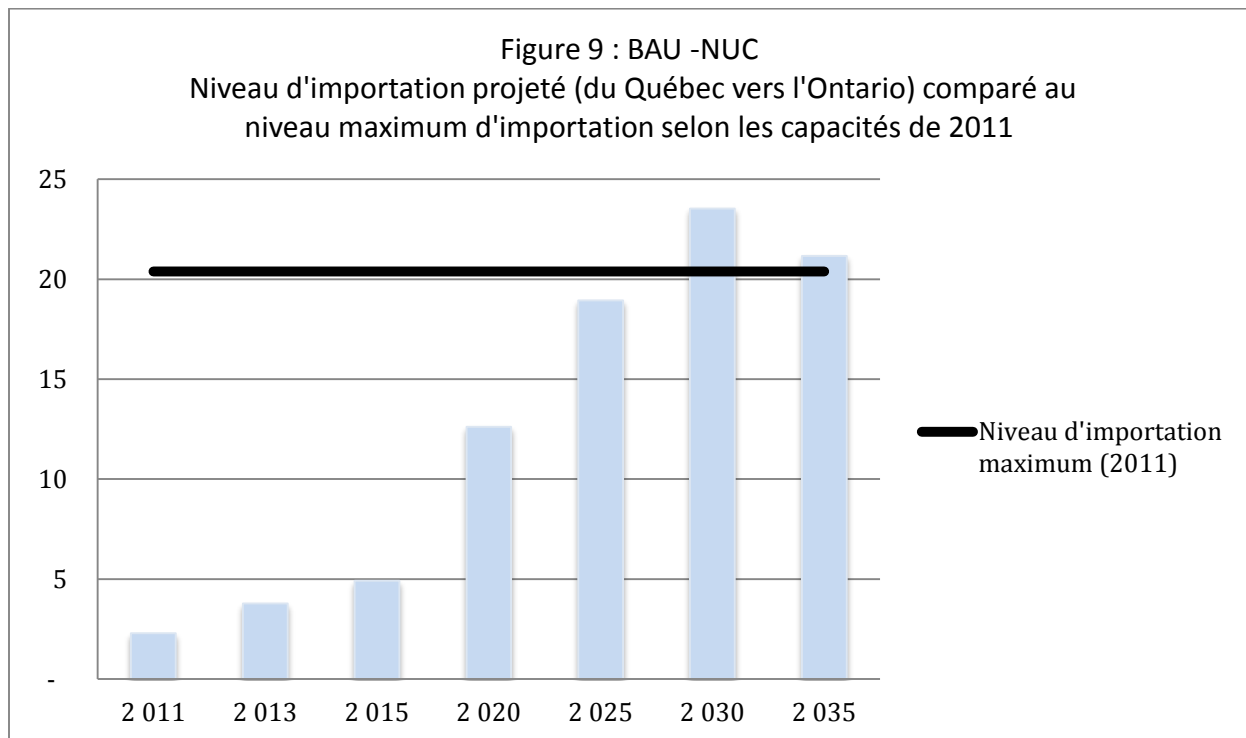
Du fait de changements mineurs au niveau du parc électrique, la demande ontarienne est celle qui varie le moins de nos quatre scénarios (Figure 7). En fait, la tendance de la demande est, jusqu'en 2027, similaire à celle du niveau total des capacités installées.



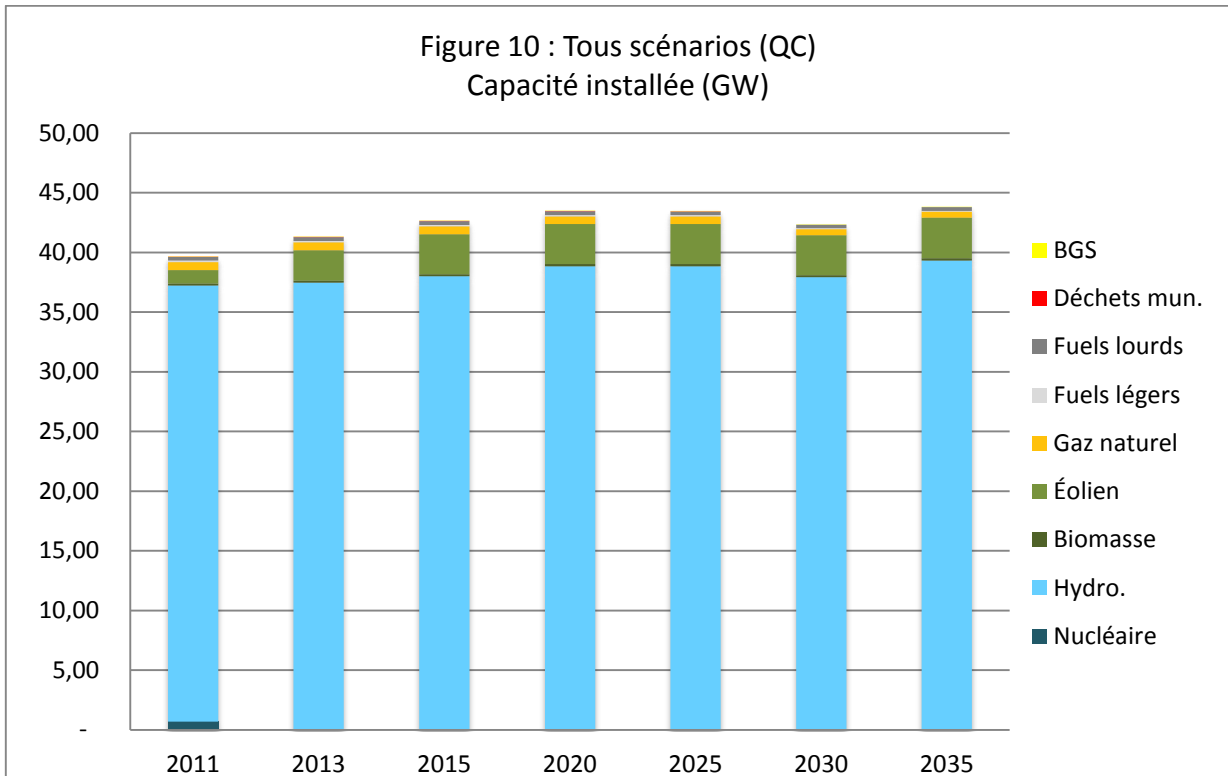
En terme de génération d'électricité, la production électrique suit une tendance similaire à celle de la demande jusqu'en 2015. À partir de 2015, la production d'électricité décroît plus vite que la consommation et sa croissance par la suite est plus timide. En 2025, la production d'électricité ontarienne ne satisfait plus la demande locale (Figure 8).



Cette production en baisse est cependant compensée par une hausse du niveau d'importation de l'électricité en provenance du Québec. En 2035 par exemple, la demande d'électricité excède la production locale de près de 19 TWh (Figure 8). Ce déficit électrique sera résorbé par 21TWh d'électricité en provenance du Québec la même année (Figure 9). En 2030, le niveau d'importation optimal nécessitera selon le modèle un investissement en nouvelles capacités d'interconnexions pour répondre aux 4TWh excédant le niveau d'importation maximum que permettent les 2,38 GW installés en 2011.

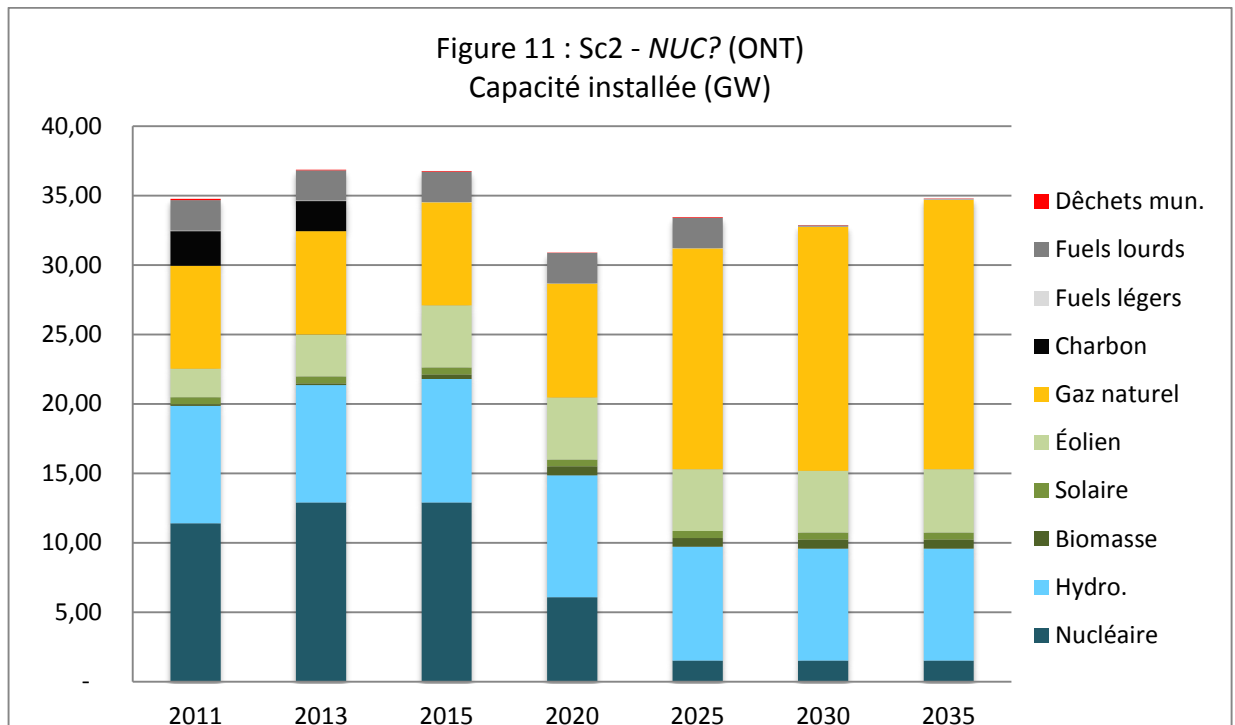


Du côté de la province exportatrice, les capacités installées restent strictement identiques quel que soit le scénario considéré et ce, jusqu'en 2035 (Figure 10). La province reposant toujours sur d'abondantes ressources hydroélectriques.



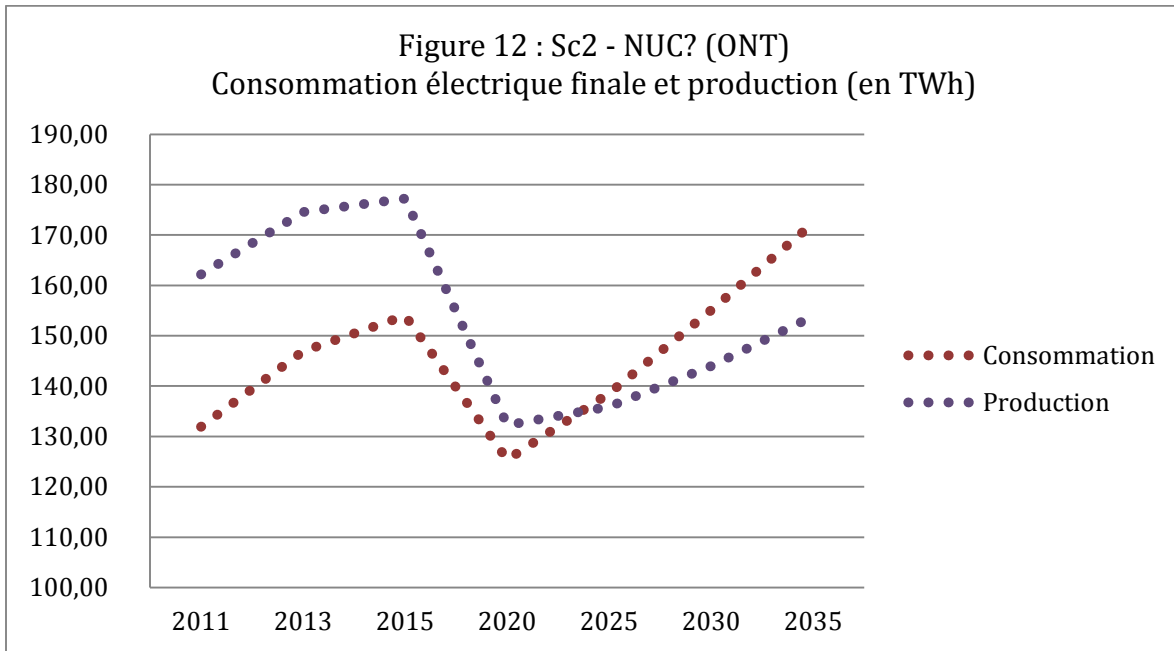
4.1.2. Scénario 2- NUC?

En cessant d'imposer le projet de réfection nucléaire ontarien, le modèle opte pour des investissements massifs en gaz naturel dès 2025. De 7,42 GW de capacités en gaz naturel en 2011, les capacités installées passent à 19,41GW en 2035 (Figure 11). Les capacités nucléaires quand à elles ne sont pas remises à neuf et seuls les réacteurs 1 et 2 de la centrale de Bruce, dont la réfection fut plus récente, continueront à fournir de l'électricité à long terme (1,5 GW dès 2025).

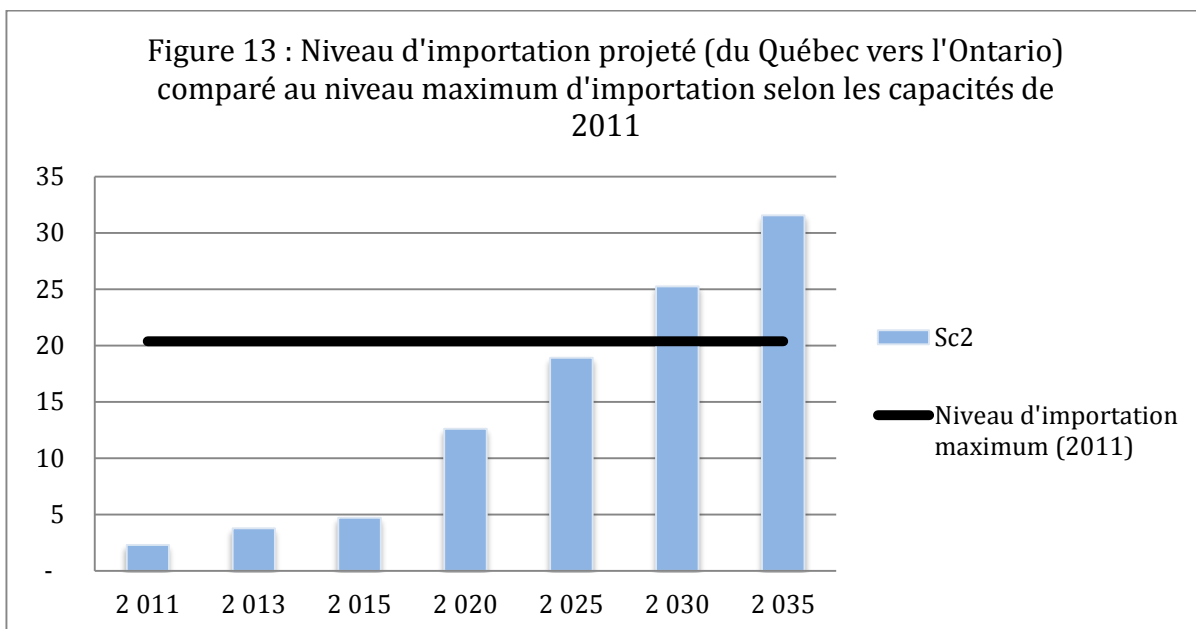


En 2020, la baisse drastique des capacités nucléaires ontariennes n'est pas encore compensée par une hausse des capacités en gaz naturel. Les capacités ontariennes totales baissent donc de 6GW entre 2015 et 2020 (Figure 11). Ceci accompagne une baisse plus marquée (comparativement au BAU - NUC) de la demande à la même période. Cette dernière chute effectivement de 154 à 125 TWh en 5 ans (Figure 7).

En terme de génération d'électricité, le rapport avec la demande est le même que pour le scénario BAU - NUC. La production d'électricité décroît plus vite que la consommation et sa croissance est plus faible. En 2025 également, la production d'électricité ne satisfait plus la demande ontarienne locale (Figure 12).

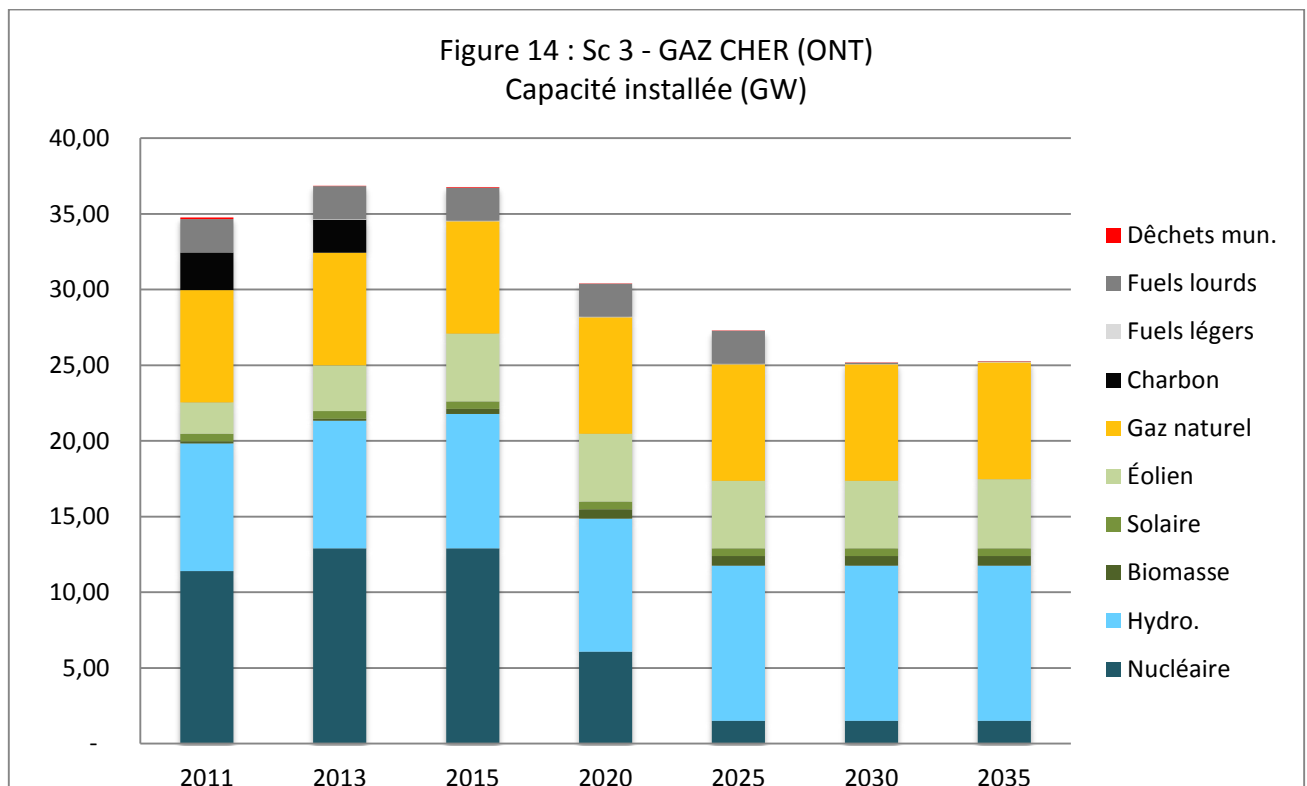


Cette tendance baissière de la production d'électricité ontarienne est également résorbée par un niveau d'importation d'électricité en provenance du Québec de plus en plus important (Figure 13). Dès 2030, de nouveaux investissements en capacités d'interconnexion devront être entrepris pour répondre à un excédent de 12TWh d'importation hydroélectrique québécoise en 2035.

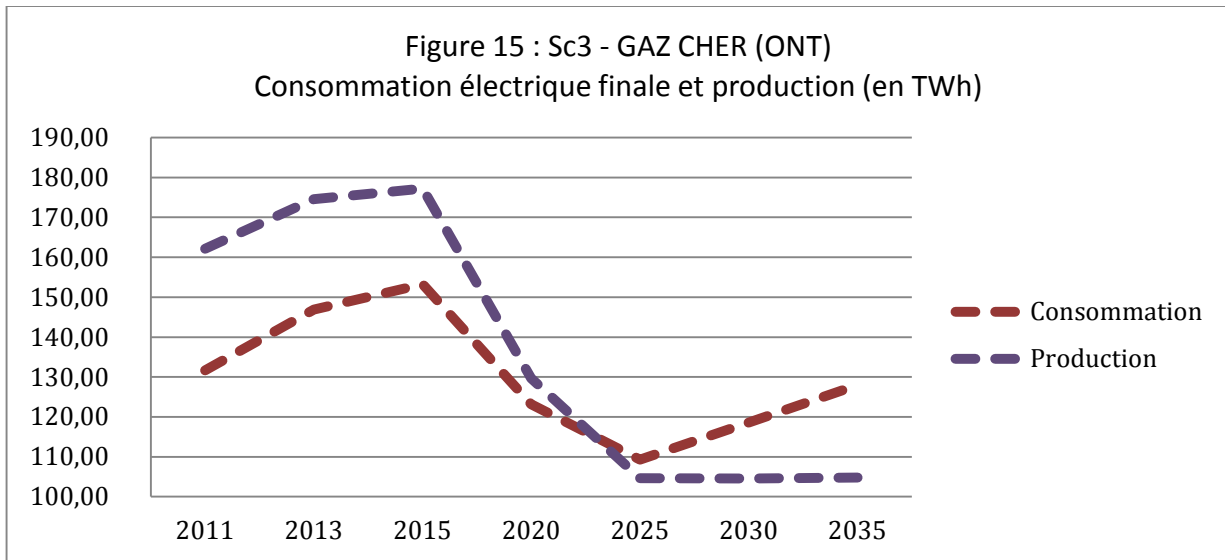


4.1.3. Scénario 3 - GAZ CHER

Supposons maintenant que l'alternative de remplacer une partie des capacités nucléaires ontariennes obsolètes par du gaz naturel soit défavorable à cause d'un prix élevé de ce dernier. Autrement dit, imposons au modèle de considérer un coût très élevé du gaz naturel dans la décision d'investir (ou pas) dans de nouvelles capacités. Comme pour le scénario 2 - NUC?, les capacités électriques nucléaires baissent de façon drastique dès 2015 pour se limiter à long terme aux 1,5GW fournis par les réacteurs Bruce 1 et Bruce 2 (Figure 14). Mais cette fois ci, elles ne sont pas compensées en 2020 par des investissements massifs dans le gaz naturel. Le niveau total des capacités installées dans ce scénario chute de 37GW en 2013 à 25GW en 2035. De légers investissements dans l'hydroélectricité sont toutefois privilégiés pour atténuer la baisse de capacité. De 8,45GW en 2011, on passe en effet à 10,27GW d'hydroélectricité en 2035.

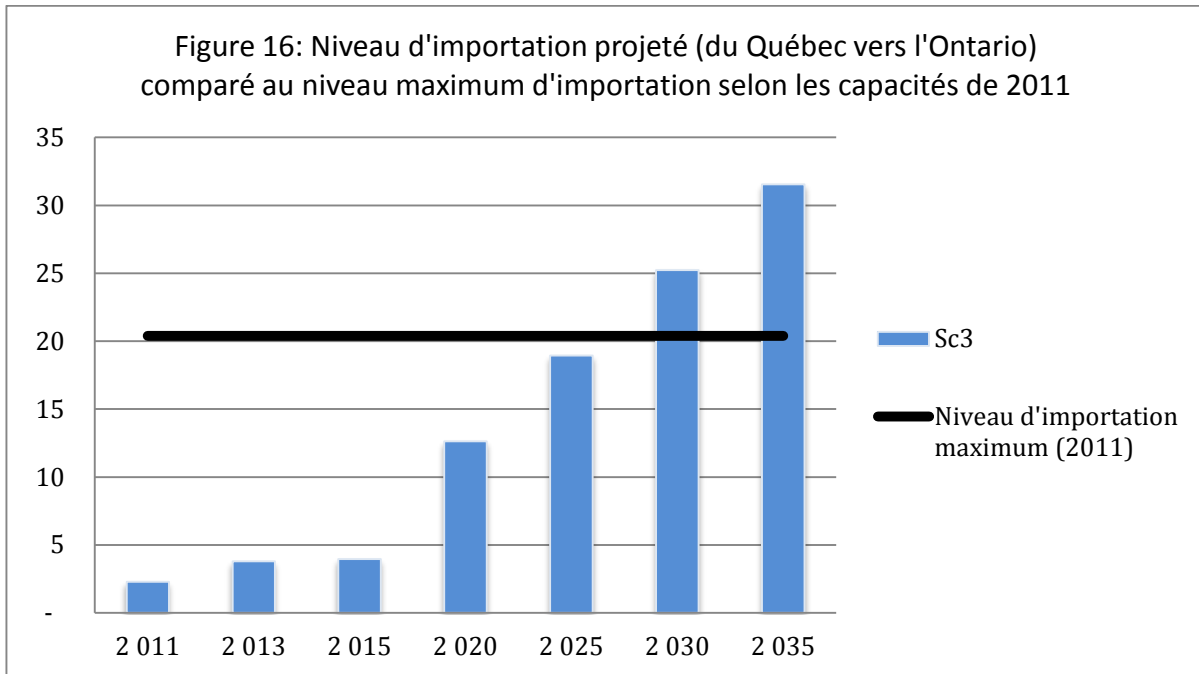


De fait, même avec un paramétrage annulant les possibilités d'investissement dans le gaz naturel, le nucléaire n'est toujours pas une option³. La baisse drastique des capacités électriques ontariennes s'accompagne par la baisse la plus importante observée dans nos quatre scénarios au niveau de la demande (Figure 7). La génération d'électricité décroît de manière plus soutenue que la demande à partir de 2015 pour rester constante à un niveau de production minimal d'environ 105TWh dès 2025 (Figure 15).



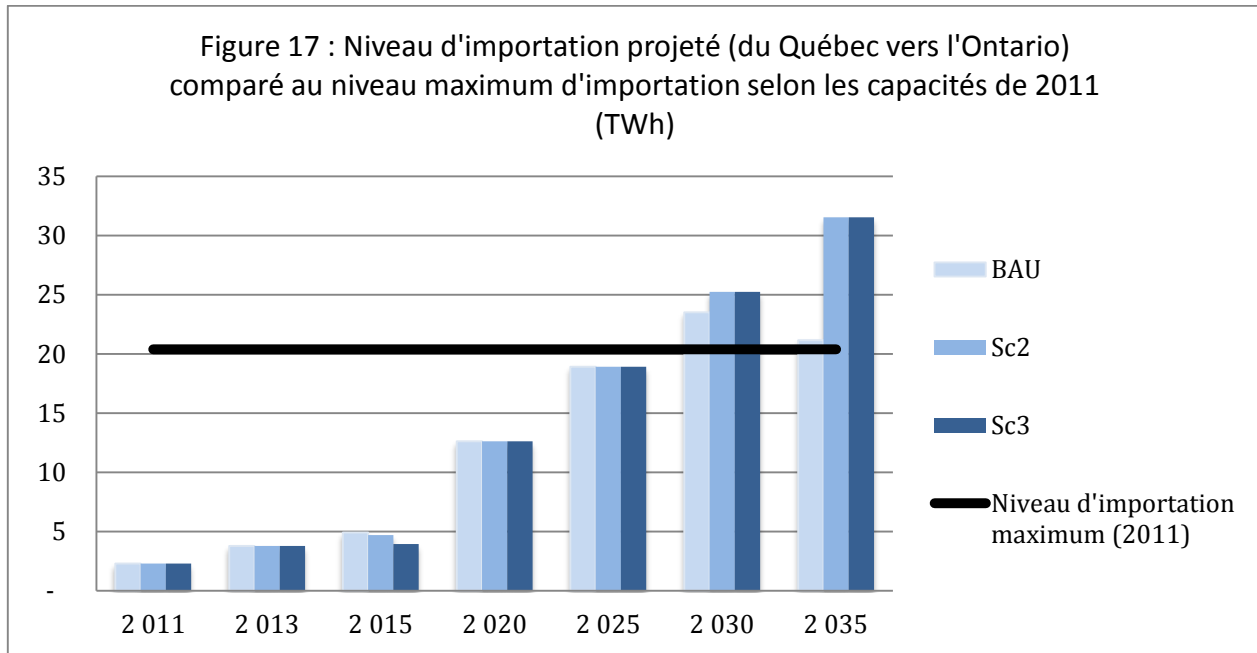
Cet écart entre l'offre et la demande est résorbé par de l'importation d'hydroélectricité du Québec. En 2030, de nouveaux investissements en capacités d'interconnexion devront encore une fois être entrepris pour répondre à un excédent de 12TWh d'importation hydroélectrique québécoise en 2035 (Figure 16).

³Notons que pour que le modèle privilégie un projet de réfection nucléaire à l'importation d'hydroélectricité avec un paramétrage sur le prix du gaz naturel, il a fallu baisser le coût d'investissement de la réfection (originellement à 3 000\$/kW) au niveau très bas de 500\$/kW. Comme cette option est irréaliste, nous ne l'avons pas "scénarisée" dans notre travail.



4.1.4. Un mot sur l'importation d'hydroélectricité

Avant de continuer vers notre dernier scénario, prenons un temps pour mettre en perspective une tendance similaire pour nos trois premiers scénarios au niveau de l'importation hydroélectrique en provenance du Québec. Quel que soit le choix du modèle en terme de capacités installées (nucléaire compris), l'importation hydroélectrique en provenance du Québec a crû de manière similaire dans tous nos scénarios entre 2011 et 2035 (Figure 17). Alors que le niveau d'importation en 2011 comptait pour 11% de sa capacité maximum, il dépasse dès 2027 les 20 TWh que permettent les capacités d'interconnexion actuelles. Dès 2030, de nouveaux investissements en capacités d'interconnexion devraient donc être entrepris pour répondre aux tendances du modèle en matière d'importation hydroélectrique québécoise.

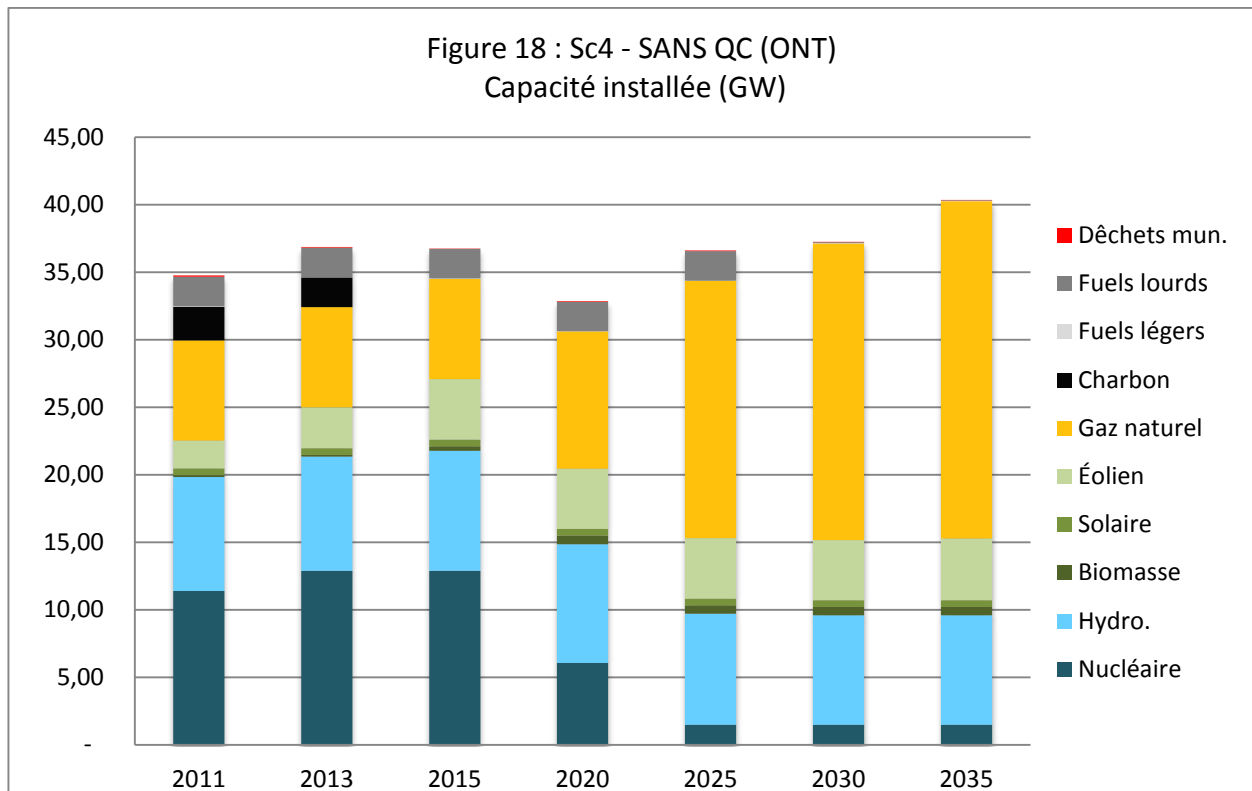


Nous observons cependant en comparant l'évolution des niveaux d'importation d'électricité québécoise de nos scénarios 2 - NUC? et 3- GAZ CHER qu'il y a un seuil maximal pour chaque période, atteint dès 2011, qui limite l'importation (2TWh en 2011 et 32TWh en 2035). On observe ce seuil graphiquement lorsque le niveau d'importation est strictement identique pour deux scénarios ou plus. C'est une conséquence de la contrainte d'inertie des échanges interprovinciaux. Sans ce seuil, il aurait été possible que le niveau d'importation ait été encore plus élevé et ce, dès 2020. La contrainte d'inertie des échanges interprovinciaux a cependant été conservée afin de permettre d'envisager un changement de trajectoire important mais toutefois réaliste des échanges électriques interprovinciaux.

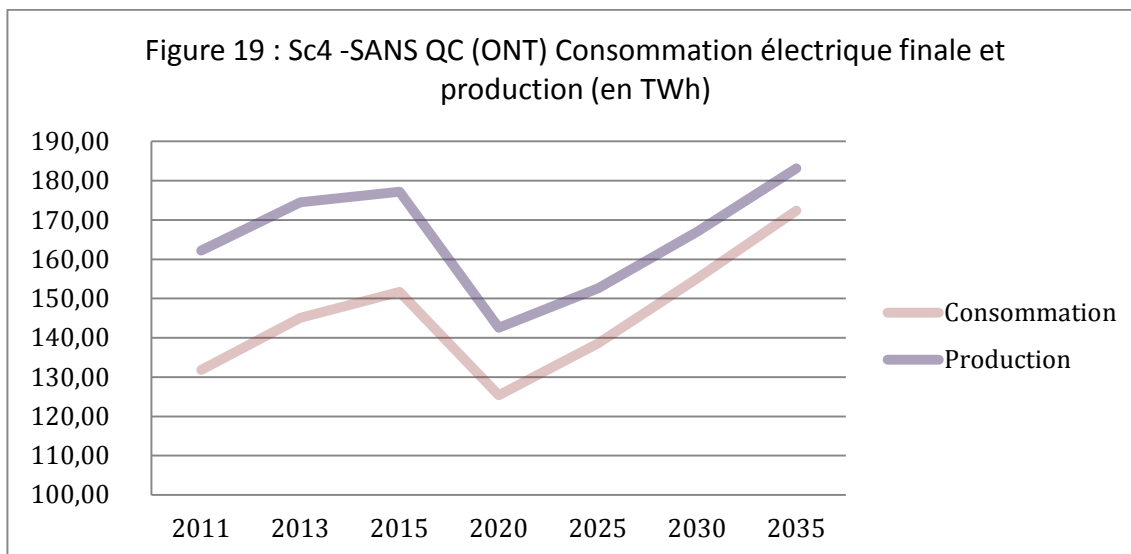
4.1.5. Scénario 4 - SANS QC

Prenons désormais le cas où l'importation d'hydroélectricité du Québec est maintenue à son niveau de 2011, soit 2TWh. Les projets de réfection nucléaire n'étant pas imposés au modèle et le prix du gaz naturel n'étant pas artificiellement gonflé, on retrouve (comme dans le scénario 2 - NUC?) des investissements massifs en gaz naturel (Figure 18). 24,97GW de capacités électriques

fonctionnant au gaz naturel sont ainsi mises à disposition en 2035. En fait, chaque TWh d'hydroélectricité importée du Québec dans le scénario 2 - NUC? (Figure 11) semble avoir été remplacée par du gaz naturel local. Les capacités installées totales passent de 35GW en 2011 à 40GW en 2035.



La demande quand à elle est identique à celle du scénario 2 -NUC? (Figure 7). L'Ontario ne compte dans ce scénario que sur ses capacités provinciales pour répondre à sa demande et cela s'observe au niveau des tendances de la production d'électricité qui reste identique à celle de la demande sans jamais qu'il n'y ait de déficit (Figure 19).



4.1.6. Résumé des résultats

Pour résumer, le projet de réfection nucléaire n'a à aucun moment fait partie de l'équilibre optimal de marché, sauf lorsque nous l'imposons au modèle (Scénario BAU - NUC). La plupart des investissements majeurs du modèle ont plutôt été orientés vers le gaz naturel (Scénario 2 - NUC? et Scénario 4 - SANS QC). De légers investissements en hydroélectricité ont été privilégiés lorsque nous imposons un prix du gaz naturel très élevé (Scénario 3 -GAZ CHER). L'importation d'hydroélectricité a quant à elle toujours fait partie de la solution du modèle jusqu'aux limites imposées par la contrainte d'inertie des échanges interprovinciaux, même dans le scénario BAU-NUC qui reflète pourtant les prévisions officielles en matière de capacités installées.

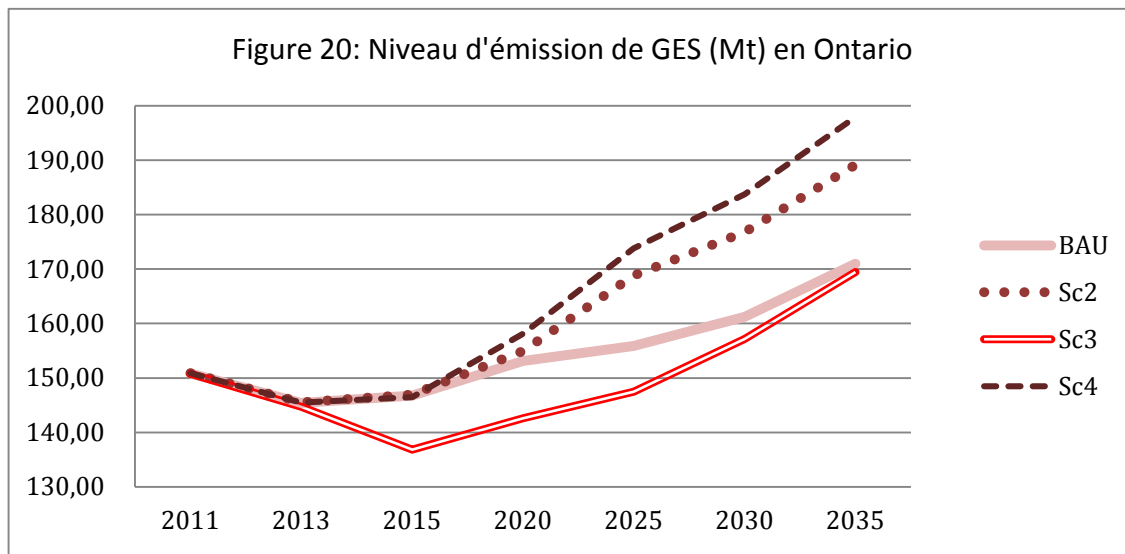
4.2. Gaz à effet de serre et niveaux de prix

Penchons nous désormais sur les résultats de l'optimisation en terme d'émission de GES et de prix de l'électricité pour avoir une image plus exhaustive de l'équilibre de marché pour chaque scénario.

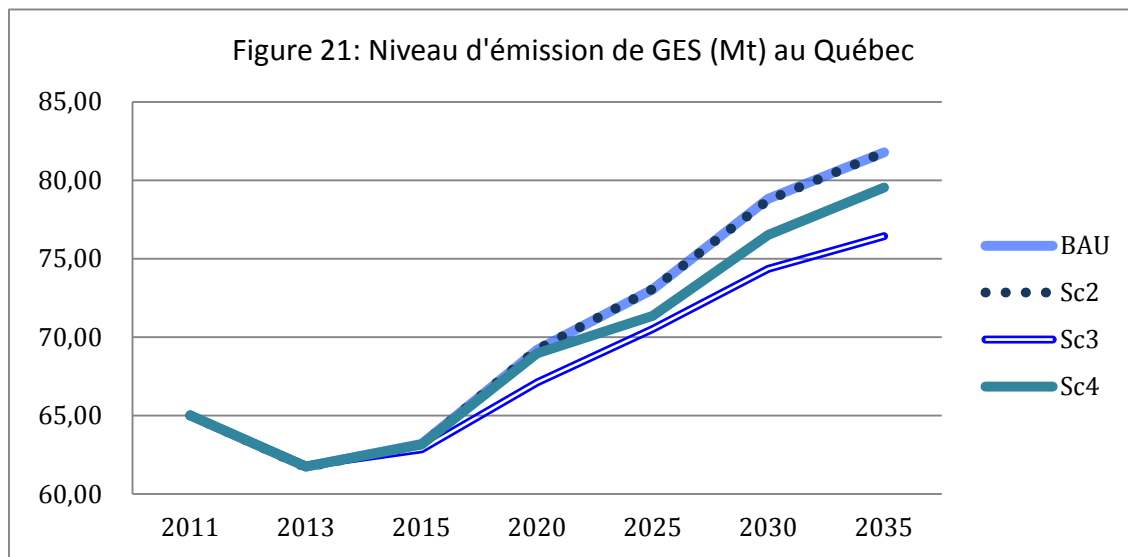
4.2.1. Niveau d'émission de GES

Quel que soit le scénario ou la province que nous traitons, les émissions de GES globales (incluant le secteur électrique, mais aussi les émissions des autres secteurs) croissent inexorablement. Cela est lié aux hypothèses de croissance du modèle et à l'absence de politiques spécifiques visant à réduire les émissions de GES.

En Ontario, le niveau de GES selon le scénario le plus fidèle aux prévisions officielles (Scénario BAU - NUC) croît de 13% de 2011 à 2035. Le seul scénario impliquant une réduction à moyen terme (avant 2035) des GES correspond à celui où nous avons réduit volontairement l'utilisation du gaz naturel comme source d'électricité (le scénario 3 - GAZ CHER). Rappelons que c'est dans ce seul scénario qu'une énergie "propre" (l'hydroélectricité) a été timidement mobilisée (en terme de nouveaux investissements en capacités ontariennes) pour répondre à la demande électrique. Nous remarquons également que le fait de limiter les échanges interprovinciaux et donc de favoriser l'autarcie d'une province thermique comme l'Ontario conduit à une augmentation de 33% des GES sur une période de 20 ans (2015 -2035).



À l'équilibre, le Québec émet beaucoup moins de GES en terme de volume que sa province voisine. Cependant, il n'est pas épargné par la hausse drastique des émissions (pour des raisons indépendantes du sujet de cette étude, à cause de la croissance de l'économie et en l'absence de contraintes sur les émissions).



L'augmentation du niveau d'émission de GES dans les deux provinces est loin de s'aligner avec les objectifs de Copenhague qui visent 17% de moins en 2020 que les émissions de 2005. Ces problématiques environnementales ontariennes et québécoises, que nous rencontrons dans nos différents scénarios d'intégration, pourraient ouvrir la voix à la mise en place d'une bourse carbone au niveau des deux provinces ou d'un système de tarification des émissions de GES.

Un tel système existe déjà au Québec depuis l'automne 2014 et le gouvernement en place entend bien étendre la portée de telles initiatives vers d'autres provinces (Coté, 2014). Jusqu'à présent, l'Ontario a émis beaucoup de réserves à s'exprimer sur sa position vis à vis de ces réformes (Corbeil, 2014). Mais comme nous l'avons vu, quand bien même ce système était politiquement envisageable, son implantation requerrait, pour qu'il soit économiquement viable, l'existence d'un signal de prix intégré et réaliste au sein des provinces concernées (Partie 2.1).

4.2.2. Signal de prix

Comme nous l'avons mentionné plus tôt dans notre rapport (Partie 3.1), certaines contraintes du modèle font que le niveau de prix n'est pas représentatif de la réalité. Cependant, la convergence des prix provinciaux de l'électricité est quant à elle bien représentative d'une uniformisation du signal de prix. Des prix québécois et ontariens convergents sont donc synonymes d'un marché intégré où le prix se rapproche théoriquement de la valeur économique réelle de l'électricité (son coût d'opportunité).

Afin de mettre en lumière la convergence et de pouvoir nous détacher de la valeur numérique irréaliste des prix de l'électricité, nous présentons l'évolution du ratio entre le prix ontarien et québécois de l'électricité entre 2015 et 2035 selon nos quatre scénarios.

Tableau 4 : Ratio ON/QC des prix de l'électricité

	2015	2020	2025	2030	2035
BAU - NUC	1,07	9,53	6,35	1,26	1,11
Sc2 - NUC?	1,07	55,64	13,73	3,29	1,11
Sc3 - GAZ CHER	1,07	111,65	45,22	4,61	2,52
Sc4- SANS QC	1,77	137,68	47,38	10,79	4,69

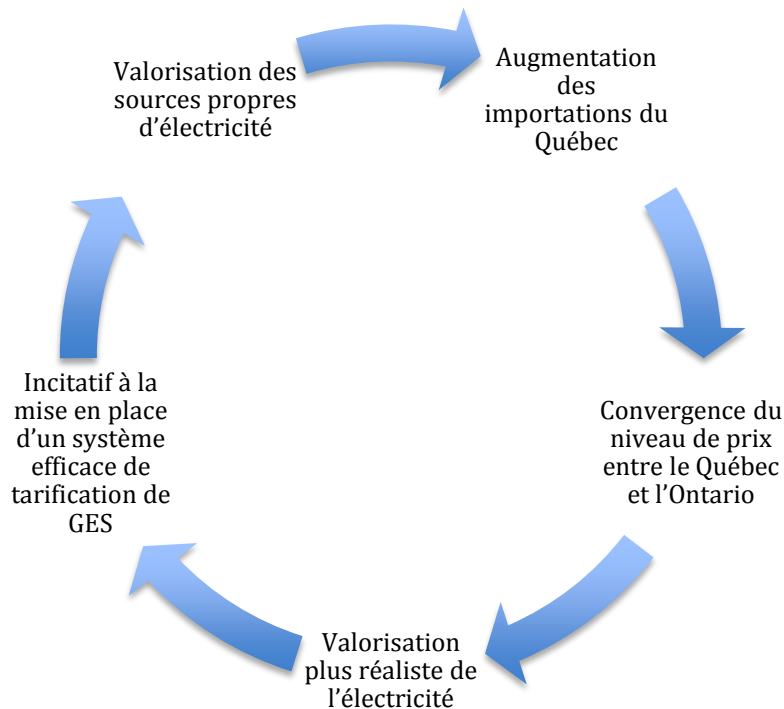
Commençons par quelques observations. En premier lieu, nous remarquons que les ratios croissent intensément en 2020. Cette période correspond au moment où les capacités installées changent beaucoup dans tous nos scénarios. En fait, plus les capacités changent, plus le ratio croit. Cette observation expliquerait de fait que le ratio du scénario BAU - NUC, même s'il croit en 2020, ne croit pas aussi fortement que pour les autres scénarios. En second lieu, on remarque qu'au fil du temps, les ratios convergent. Cette convergence est corrélée à l'augmentation du niveau d'importation en provenance du Québec. Ceci expliquerait également le fait que le seul scénario où le ratio est plus élevé que les autres de 2015 à 2035 soit celui où les échanges avec le Québec sont limités (Scénario 4 - SANS QC). Nous concluons donc que les ratios changent beaucoup en 2020 parce que le parc électrique ontarien a commencé à se restructurer sans que les importations québécoises ne puissent vraiment faire une différence (à cause de la contrainte

d'inertie sur les échanges). Au fil du temps, avec plus d'échanges avec le Québec, les prix convergent.

4.2.3. Résumé des résultats

En résumant les différents résultats que nous avons présentés dans cette sous-partie, il semblerait qu'une sorte de cercle vertueux puisse être mis en place: le niveau d'importation est corrélé à la convergence des niveaux de prix; la convergence des niveaux de prix est synonyme d'une valorisation plus réaliste de l'électricité à l'échelle régionale et est une condition nécessaire à la mise en place d'un système efficace de contrôle des émissions de GES; enfin, un système de contrôle des émissions de GES valoriserait davantage l'hydroélectricité dans la région car c'est une production "propre", ce qui contribuerait à augmenter le niveau d'importation hydroélectrique en provenance du Québec. Le cercle vertueux est ainsi bouclé.

Figure 22: Existence d'une boucle de rétroaction positive



4.3. Synthèse

Les résultats du modèle sont donc plutôt clairs. Sous l'hypothèse d'un marché partiellement intégré (considérant que certaines contraintes ne nous permettent pas de parler d'un marché en concurrence pure et parfaite), le projet de réfection nucléaire n'est pas une solution optimale pour répondre aux besoins électriques de l'Ontario.

Des investissements en gaz naturel semblent être une alternative plus efficace économiquement. De plus, quelle que soit la nature du parc électrique ontarien, des importations croissantes en hydroélectricité en provenance du Québec s'imposent. Même avec une contrainte limitant la croissance, les importations hydroélectriques dépassent le maximum d'échanges que permettent les capacités d'interconnexion actuellement installées.

Il serait donc tout d'abord recommandé à l'Ontario de reconsidérer son projet de réfection nucléaire au profit d'investissement dans des capacités électriques au gaz naturel. Ensuite, il serait non seulement conseillé à l'Ontario d'augmenter son importation (même selon les prévisions officielles en matière de capacités) mais également de se préparer à des investissements en nouvelles capacités d'interconnexion.

L'importation d'hydroélectricité gagnerait encore davantage en légitimité si elle était reconnue à sa juste valeur. Autrement dit, si on accordait une valeur à son caractère d'énergie propre. Cette valorisation serait possible grâce à la mise en place d'un système de pénalisation des émissions de gaz à effet de serre (tarification, bourse carbone, etc.). Ce dernier est à son tour justifié dans tous nos scénarios par la hausse des émissions de GES dans nos deux provinces et il est rendu possible (toujours sous l'hypothèse d'un marché partiellement intégré) par la convergence observée des niveaux de prix.

La convergence du niveau des prix est quant à elle corrélée à l'augmentation du niveau d'échanges interprovinciaux. De ce fait, l'importation d'hydroélectricité en provenance du

Québec, la mise en place d'un système de tarification des GES et la convergence du niveau de prix entre les deux provinces, forment une sorte de boucle de rétroaction positive dans ce marché régional de l'électricité.

Dans la partie suivante, nous reviendrons un moment sur les fondements théoriques de notre approche afin de mettre en perspective ces résultats et de mieux comprendre l'actualité entourant ces enjeux.

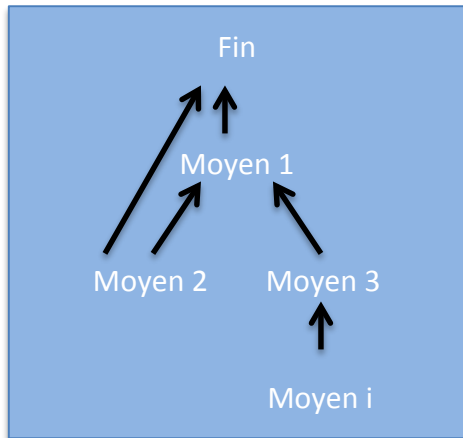
Partie 5: Discussion stratégique

5.1. Analyse réflexive

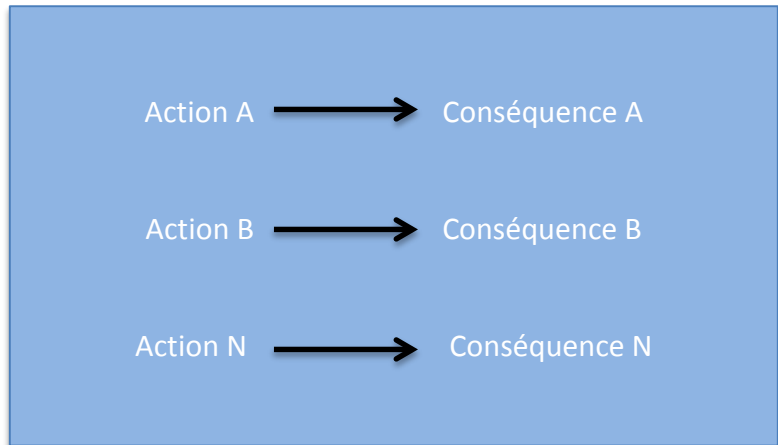
Dans ce travail, nous avons utilisé un outil d'aide à la prise de décision stratégique: un modèle d'optimisation dynamique. Afin de mieux tirer profit de ces résultats, prenons un temps pour mettre en parallèle les principes notre démarche avec les concepts classiques élaborés par Herbert Simon (1945) sur la rationalité du preneur de décision ainsi qu'avec les fondements de la planification par scénarios.

Une définition de la rationalité qui peut naturellement venir à l'esprit interprète le processus rationnel d'une prise de décision en terme de Moyens/Fins. La rationalité d'un individu se définit alors comme sa capacité à mobiliser les meilleurs moyens à la réalisation d'une fin prédéterminée. Cette définition est cependant difficilement applicable selon Simon car chaque moyen appartient à une suite rigide de moyens nécessaire pour aboutir à une fin désirée d'avance. Si un moyen n'est pas identifié, si la relation ou l'importance relative de chacun de ces moyens pour arriver à l'objectif n'est pas claire, ou encore si la fin est abstraite (dans l'exemple où une situation finale n'a de valeur que comparée à une autre), cette définition de la rationalité n'est plus opérationnelle. Dans le cas d'une gestion stratégique à long terme et dans un contexte d'incertitude qui définit un environnement aussi complexe qu'un marché national de l'électricité, cette rationalité *Moyens/Fins* est "utopique". Simon privilégiera plutôt une approche *Action/Conséquence* fondée sur la comparaison des conséquences rattachées à chaque action. Avec cette seconde approche, un choix est rationnel si l'on entreprend l'alternative qui détermine les conséquences les plus favorables et maximise l'utilité. Cette conception est plus flexible car elle ne prétend pas modéliser toute la relation causale d'une prise de décision rationnelle et se contente de corrélations. La figure 21 schématise ces deux formes de rationalités:

Figure 23 : Deux définitions de la rationalité



Rationalité Moyens/Fins



Rationalité Actions/Conséquences

Source : Dehouck, 1998

La rationalité *Actions/Conséquences* devrait être à la base de notre méthode d'interprétation des résultats du modèle. Le marché de l'électricité est intégré dans un marché de l'énergie dont les acteurs et les types de variables sont diverses et interagissent de manière complexe. TIMES Canada V+ modélise donc ces variables mais la modélisation dynamique ne permet pas de dresser des liens de causalité clairs et précis. Comme nous l'avons observé dans nos résultats à travers la dynamique entre la demande d'électricité, le type de capacités installées, le niveau d'échange interprovincial et le prix, il est difficile de dresser clairement les relations de cause à effet mais plutôt d'exposer des corrélations. En utilisant le modèle TIMES-Canada V+, nous reconnaissons que le marché de l'électricité canadien est trop complexe pour nous baser sur une définition linéaire (moyens/ fin) de l'action rationnelle et considérons qu'une prise de décision est rationnelle si l'on entreprend l'action qui détermine les conséquences les plus favorables, comparativement aux autres actions possibles. La comparaison se fait grâce à une méthode de planification par scénarios qui permet de comparer différents équilibres de marchés dynamiques où une seule variable diffère. De ce fait, il devient possible de prendre une décision rationnelle en privilégiant la meilleure action possible car elle amène à une fin qui n'est pas désirée d'avance mais qui s'avère être la plus favorable comparée à celles des autres scénarios. Pour reprendre le

fameux adage économique: toute chose étant égale par ailleurs, une réfection nucléaire programmée s'avère moins efficace économiquement qu'un investissement en hydroélectricité et gaz naturel. Il est intéressant de noter que l'émergence de cette méthode de planification par scénario émerge en 1965 au sein même du secteur de l'énergie. La Royal Dutch Shell expérimentait alors un nouveau moyen de se "projeter dans le futur" (Wilkinson, 2013). La portée des résultats est toutefois limitée par les contraintes fixées lors du paramétrage et par un manque relatif d'information. De ce fait, les résultats d'une optimisation sont à prendre avec un certain recul. De manière générale, les résultats des scénarios sont à considérer comme des "histoires", plus que des prédictions (Wilkinson, 2013), et sont conçus pour aider à rompre l'habitude, à se détacher du statu quo. Comme nous l'avons mis en pratique: *Où irions nous si nous nous détachions des prévisions officielles (scénario BAU - NUC)? Probablement vers le gaz naturel et plus d'importation.* Les scénarios doivent cependant être plausibles et logiques de manière à encourager l'intuition et le jugement. Ils créent en quelque sorte un espace de réflexion et de dialogue privilégié dans l'incertitude (Wilkinson, 2013).

5.2. Enjeux stratégiques : ouverture vers l'actualité

À partir du moment où l'espace de réflexion est créé, c'est vers le dialogue et l'action que l'on doit se tourner. Certes, l'importation d'hydroélectricité québécoise, l'investissement dans le gaz naturel, la déréglementation tarifaire et la mise en place d'un système de contrôle des émissions de gaz à effets de serre ressortent comme des choix plus rationnels que la réfection des réacteurs de Bruce et Darlington, mais le changement de statu quo n'est envisageable que si les principaux intéressés sont ouverts au débat. Or, ces derniers ont souvent des intérêts divergents face à ces enjeux et c'est là que le bas blesse.

Une intégration, même partielle, induirait une convergence des prix de l'électricité entre le Québec et l'Ontario. Ce qui aura un impact économique direct sur la distribution des richesses. Les consommateurs ayant accès à une électricité à un prix artificiellement bas (comme au Québec) devront faire face à des prix plus hauts tandis que les producteurs d'électricité dans un

marché à prix élevés (comme l'Ontario) perdraient des parts de marché importantes. Le dialogue entre les différents groupes d'intérêt doit donc principalement porter sur la redistribution des gains régionaux de l'intégration.

De plus, sans valorisation des sources "propres" de production électrique (ou dévalorisation des sources polluantes), l'alternative d'importer de l'hydroélectricité n'est pas reconnue à sa juste valeur. L'harmonisation de la régulation en terme de d'émission de GES doit donc être intégrée aux débats si l'on veut percevoir l'ampleur réelle des gains.

Le gouvernement fédéral pourrait s'impliquer comme médiateur autour de cet enjeu. Mais la responsabilité des négociations doit être imputée aux élus provinciaux. Des efforts ont été récemment entrepris dans ce sens. Kathleen Wynne et Philippe Couillard, premiers ministres respectifs de l'Ontario et du Québec, se sont entretenus en fin août 2014 et ont partagé leur désir de collaborer et d'unir leurs voix au niveau national. Ils ont décidé de tenir une rencontre ministérielle conjointe d'ici la fin de l'année 2014 pour travailler autour d'enjeux énergétiques et environnementaux communs ainsi que pour mettre à jour les ententes commerciales entre les deux provinces (Ferguson, 2014). Le ministre ontarien de l'énergie, Bob Chiarelli a également déclaré, le 21 août 2014, avoir discuté d'échanges interprovinciaux avec le Québec et le Manitoba à la suite d'une rencontre des ministères provinciaux et fédéraux de l'énergie et des mines : "Nous avons discuté spécifiquement et en détail des opportunités et des défis entourant le fait d'avoir plus de contrats énergétiques pour approvisionner l'Ontario" (Ferguson, 2014). Monsieur Chiarelli a également précisé que des groupes de travail seront mis en place dans l'immédiat afin d'explorer les possibilités d'un accroissement des échanges (Spears, 2014). Il a de fait commandé une étude à deux gestionnaires du réseau électrique ontarien, l'*Ontario Power Authority* (OPA) et la Société Indépendante d'Exploitation du Réseau d'Électricité (SIERE). Un rapport final est attendu pour l'automne 2014 (Vailles, 2014).

Conclusion

L'Ontario fait (aujourd'hui encore) face à des transformations majeures de son parc électrique. Après l'élimination des centrales à charbon, les autorités prévoient la réfection de près de 8 500 MW d'énergie nucléaire pour trente années supplémentaires. Mais pourquoi investir dans le nucléaire en sachant par exemple que les capacités installées d'interconnexion avec le Québec ne sont utilisées qu'à 11% aujourd'hui? Si le potentiel d'échange entre les deux provinces était optimisé, le Québec pourrait vendre près de 2 883MW d'électricité. Autant dire qu'il serait en mesure d'exporter l'équivalent énergétique de trois à quatre réacteurs CANDU vers l'Ontario. C'est à travers un effort d'intégration des marchés ontariens et québécois que l'on peut savoir si le projet de réfection nucléaire est toujours une solution viable.

À travers les différents scénarios d'intégration que nous avons paramétrés dans notre modèle, il était clair que le nucléaire n'était pas un choix raisonnable. En fait, dans aucun de nos scénarios, il n'a été économiquement optimal d'investir dans la réfection ou la construction de nouvelles capacités nucléaires pour répondre à la demande en électricité. Au lieu de cela, les niveaux d'importation d'électricité en provenance du Québec ont crû jusqu'à dépasser, dès 2030, le niveau maximum que permettent les capacités d'interconnexion installées actuellement. Cette tendance est qui plus est conservatrice car la croissance du niveau d'importation est limitée (par souci de réalisme) par une contrainte d'inertie sur les échanges d'électricité. Au niveau du parc électrique ontarien, l'intégration interprovinciale s'accompagne d'investissements importants dans de nouvelles capacités de gaz naturel. Outre l'optimisation économique, le niveau d'émission de GES augmente en Ontario et au Québec de manière importante dans nos différents scénarios d'intégration, y compris celui reflétant les prévisions officielles. Ceci pourrait ouvrir la voie à la mise en place d'une bourse carbone au niveau des deux provinces ou d'un système de tarification des émissions de GES. Un tel système permettrait aussi de mieux valoriser l'hydroélectricité dans le sens où elle est moins polluante. Mais l'implantation d'un tel système requiert l'existence d'un signal de prix intégré et réaliste. D'après nos résultats, le signal des prix interprovincial converge vers une valeur unique et plus proche du coût d'opportunité réel de

l'électricité. Cette convergence est elle même influencée par l'augmentation du niveau d'importation d'hydroélectricité. L'importation d'hydroélectricité en provenance du Québec, la mise en place d'un système de tarification des GES et la convergence du niveau de prix entre les deux provinces forment donc un cercle vertueux dans ce marché régional de l'électricité.

Ces conclusions offrent des pistes d'actions à suivre si nous voulions nous diriger vers un marché répondant aux conditions d'optimalité d'un marché de l'électricité plus intégré mais sont à prendre avec du recul. Les scénarios dynamiques optimisés par le modèle TIMES-Canada V+ sont à considérer comme des "histoires", plus que des prédictions, et sont conçues pour aider à rompre l'habitude. Ils créent un espace de réflexion et offrent des pistes logiques de dialogue pour se détacher du statu quo. Les principaux intéressés doivent aujourd'hui s'atteler à discuter de points sensibles comme la redistribution des gains régionaux ou l'harmonisation de la régulation en terme de d'émission de GES. Les rencontres récentes des chefs de gouvernements provinciaux et l'intérêt grandissant du publique autour de ces enjeux vont dans le sens du dialogue et sont à prendre avec optimisme pour la suite d'un débat qui ne manquera pas de faire couler de l'encre dans les mois à venir.

Bibliographie

Association Canadienne de l'Électricité (2012). "Electricity 101: Canada's Electricity Industry". Disponible via : <http://www.electricity.ca/media/Electricity101/Electricity101.pdf> (Accédé le 21.09.2014).

Bahn, Olivier, M. Marcy, K. Vaillancourt et J-P. Waaub (2013). "Electrification of the Canadian road transportation sector: A 2050 outlook with TIMES-Canada". *Energy Policy* 62, p. 593-606.

Billette de Villemeur, Etienne et Pierre-Olivier Pineau (à venir). "Integrating thermal and hydro electricity markets: economics and environmental costs of not harmonizing pricing rules", *The Energy Journal*.

Bruce Power (2013, octobre). " Performance Review of Bruce A and Bruce B, a supplemental submission in support of licence renewal". Disponible via: <http://www.brucepower.com/wp-content/uploads/2013/11/Performance-Review-for-Bruce-A-and-Bruce-B-.pdf> (Accédé le 21.09.2014).

Burkhom, Jack, J. Gibbons et P.-O. Pineau (2014). "Ontario, Quebec and Electricity - Time for a new relationship?". Communication présentée au séminaire *Sustainable Energy Initiative*. Toronto, université de York, le 23 mai 2014. Disponible via: <http://energie.hec.ca/blog/13-aout-2013-enregistrement-video-presentation-de-pierre-olivier-pineau-sur-lintegration-des-marches-de-lelectricite-quebec-ontario/> (Accédé le 21.09.2014).

C.D. Howe Institute (2010, juillet). "Power Sharing: Developing Inter-Provincial Electricity Trade". *Commentary* No 306. Disponible via: <http://www.thinkingpower.ca/PDFs/Roundtable2013/CD%20Howe%20Commentary%20No.%20206%20-%20Power%20Sharing%20-%20Developing%20Inter-Provincial%20Electricity%20Trade%20-%20July%202010.pdf> (Accédé le 21.09.2014).

Chambre de Commerce du Canada (2013, janvier). "Electricity in Canada: Smart Investment to Power Future Competitiveness". *Connect!*.

Commission Canadienne de Sureté Nucléaire (2012, octobre). "Fiche d'information: Déclassement des centrales nucléaires". Disponible via:

http://www.suretenucleaire.gc.ca/fra/pdfs/Fact_Sheets/October-2012-Fact-Sheet-Decommissioning-of-Nuclear-Power-Plants_f.pdf (Accédé le 21.09.2014).

Commission Canadienne de Sureté Nucléaire (2014, juin). "Évaluation intégrée en matière de sureté nucléaire au Canada par le personnel de la CCSN pour 2013". Disponible via : http://www.suretenucleaire.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/DRAFT-2013-NPP-Report-fra.pdf (Accédé le 21.09.2014).

Corbeil, Michel (2014). " L'Ontario n'est pas tentée d'adhérer à la bourse du carbone". La Presse, le 22 aout 2014.

Coté, Charles (2014). "Marché du carbone, les libéraux persistent". La Presse, le 04 avril 2014.

Dehouck, Laurent (1998). "Rationalité limitée et "paradigme" stratégique". CNRS, Groupe de recherche sur le risque, l'information et la décision, Cachan, France. Note de recherche, vol. a.1998, n.06, p.20.

Ferguson, Rob (2014). "Ontario could buy more Quebec electricity, Kathleen Wynne suggests". Toronto Star, le 21 aout 2014.

Loulou, Richard et al. (2005, avril). "Documentation for the TIMES Model, PART I". Energy Technology Systems Analysis Program. Disponible via: <http://www.etsap.org/tools.htm> (Accédé le 28.08.2014).

Ministère de l'Énergie (2013, décembre). *Vers un bilan équilibré: Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario.* Disponible via: http://www.energy.gov.on.ca/docs/LTEP_2013_French_WEB.pdf (Accédé le 21.09.2014).

Northeast Power Coordinating Council (2011, juin). "Review of interconnection assistance reliability benefits". Conduit par le NPCC CP-8 Working Group. Disponible via: https://www.npcc.org/Library/Interconnections%20Assistance%20Reliability%20Benefits/RCC_Approved_CP-8_Tie_Benefit_Report_June_1_2011.pdf (Accédé le 21.09.2014).

Northeast Power Coordinating Council (2013, février). "2012 Long Range Adequacy Overview". Conduit par le NPCC CP-8 Working Group. Disponible via:

"[https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/RCCApprovedLngRangeOverview\(February%2027,%202013\).pdf](https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/RCCApprovedLngRangeOverview(February%2027,%202013).pdf) (Accédé le 21.09.2014).

Nuclear Engineering International, (2010). "Two new AECL nuclear reactors for Darlington, Ontario". Le 25 novembre 2010.

Nuclear Engineering International, (2013). "Ontario rules out new nuclear, but commits to refurbishments". Le 14 octobre 2013.

Ontario Clean Air Alliance (2012). "Energizing the Drummond report. How Ontario can reap multi-billion dollar electricity savings". Le 22 mars 2012. Disponible via: <http://www.cleanairalliance.org/files/active/0/drummondreport.pdf>. (Accédé le 28.08.2014).

Ontario Clean Air Alliance (2013). "Hydro imports can lower our electricity bills by 1\$ billion per year". Le 18 septembre 2013. Disponible via: <http://www.cleanairalliance.org/files/hydroimports-sept18.pdf> (Accédé le 28. 08.2014).

Ontario Clean Air Alliance (2014). "It's official: Coal is kaput in Ontario". Avril 2014. Disponible via: <http://www.cleanairalliance.org/tbshutdown>. (Accédé le 28.08.2014).

Ontario Clean Air Alliance Research Inc. (2010). "The Darlington Re-Build Consumer Protection Plan", Annexe A. Le 23 septembre 2010.

Ontario Power Authority (2014). "Generation and Conservation Tabulations and Supply/Demand Balance"(ppt). Janvier 2014.

Ontario Power Authority et Société Indépendante d'Exploitation du Réseau d'Électricité (2013). "Engaging Local Communities in Ontario's Electricity Planning Continuum". Le 1er aout 2013.

Ontario Power Generation (2013, septembre). "Darlington Refurbishment". Disponible via <http://www.opg.com/about/regulatory-affairs/Documents/2014-2015/D2-02-01%20Darlington%20Refurbishment%2020140206.pdf> (Accédé le 21.09.2014)

Pierce, R., M. Trebilcock et E. Thomas (2006). "Beyond Gridlock: The Case for Greater Integration of Regional Electricity Markets". C.D. Howe Institute. Toronto: C.D. Howe Institute.

Pineau, Pierre-Olivier (2009) "Rethinking Electricity Pricing in Canada. Richer, Greener and Fairer."
HEC Montréal.

Pineau, Pierre-Olivier (2012). "L'intégration des secteurs de l'électricité au Canada: Bonne pour l'environnement et logique sur le plan économique". L'idée fédérale.

Pineau, Pierre-Olivier (2013) "Fragmented Markets: Canadian Electricity Sectors' Underperformance". Evolution of Global Electricity Markets, p.363-392.

Schneider, Mycle, A. Froggatt et al. (2013, juillet). "World Nuclear Industry Status Report". Mycle Schneider consulting project.

Simon, H. et al. (1945). "Administrative Behaviour. The Free Press.

Simpson, J. (2014). "Hydro imports: When will the bulb go on for Ontario and Quebec?". The Globe and mail, le 6 juin 2014.

Spears, John (2014). "Nuclear overhaul bills coming due". Toronto star, le 26 juin 2014.

Spears, John (2014). "Ontario talks hydro trade with Quebec and Manitoba". Toronto Star, le 26 aout 2014.

Vaillancourt, Kathleen (2014). "TIMES-Canada V+". ESMIA Consultants.

Vaillancourt, Kathleen et al. (2014). "A Canadian 2050 Energy Outlook: Analysis with the Multi-Regional Model TIMES-Canada". Applied Energy n°32, p.56-65.

Vailles, Francis (2014). "Pourquoi une entente Québec-Ontario est possible". La Presse, le 29 aout 2014.

Wilkinson, Angelina et Roland Kupers (2013). " Living in the Futures". Harvard Business Review, le 1er mai 2013

Winfield, Mark et al. (2004). "Power for the Future: Towards a Sustainable Electricity System for Ontario". En collaboration avec l'institut Pembina et l'association canadienne du droit de l'environnement. Mai 2004.

Winfield, Mark et P.-O. Pineau (2014). " The next step for Ontario's energy mix". Ottawa Citizen, le 23 juin 2014.

World Nuclear Association (2014)."Nuclear Power in Canada". Mai 2014. Disponible via:
<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Canada--Nuclear-Power/#Notes> (Accédé le 28.08.2014).