

## **Maintenir la souplesse : le déficit de l'offre d'électricité en Ontario et ses conséquences sur la combinaison de sources d'approvisionnement**

Mémoire présenté à l'invitation de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) en réponse à la demande du Ministre de fournir des conseils sur la combinaison de sources d'approvisionnement en électricité

### **Sommaire**

En juillet 2005, l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) a sollicité les observations du public sur la combinaison des sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité en Ontario, en particulier sur les sources d'énergies disponibles pour répondre à la demande de base, à la demande intermédiaire et à la demande de pointe. À la suite de cette requête, Énergie atomique du Canada limitée (EACL) a effectué une analyse déterministe de la demande et de l'offre d'électricité en Ontario sur une période de 20 ans, à l'aide de techniques et de données provenant de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) et d'autres tierces parties.

Pour étudier les sources d'approvisionnement possibles, l'analyse est fondée sur plusieurs hypothèses : construction d'importantes installations de production hydroélectrique, éolienne et au gaz au cours des 5 à 10 prochaines années, ce qui représente en soi une entreprise sans précédent en Ontario; installation dans la province de nouvelles centrales hydroélectriques de petite puissance, totalisant plus de 1 400 MW pour suppléer les grandes installations de production interprovinciales; ajout de capacités de production éolienne de 1 000 MW, soit près du triple de la capacité prévue par la Première demande de propositions de l'Ontario visant les énergies renouvelables; construction d'importantes installations de cogénération (1 000 MW) et de centrales au gaz pour assurer la charge de pointe dans le cadre d'un programme vigoureux et exigeant prévoyant l'ajout de nouvelles sources d'approvisionnement.

EACL pose également comme hypothèse que le parc des réacteurs CANDU, âgé de 30 ans, fera l'objet d'un important programme de remise à neuf. On prévoit qu'à la fin de la période à l'étude, soit en 2025, la plupart des 20 réacteurs de l'Ontario auront été remis à neuf et remis en service.

Même compte tenu des nouvelles sources d'approvisionnement, l'analyse laisse entrevoir dès 2014-2015 un écart entre l'offre et la demande d'électricité, qui se creusera considérablement jusqu'en 2025. Cet écart est surtout attribuable à une pénurie de ressources à affecter à la production de la charge de base (~5 700 MW d'ici 2025), et certaines ressources destinées à la charge de pointe (~1 200 MW) seront requises pour combler la demande pendant les périodes de pointe annuelles. L'écart touchant la charge de base, qui constitue à lui seul 7 % de l'ensemble des sources d'approvisionnement de l'Ontario en 2015, passera à 14 % en 2025.

Les filières de production en lice pour combler cet écart ont été évaluées en fonction de plusieurs critères, notamment le coût, la diversité de l'offre et la disponibilité. Une comparaison entre les nouvelles centrales nucléaires et les turbines au gaz à cycle combiné met en évidence les avantages de l'énergie nucléaire par rapport à la production au gaz sur le plan du coût et de la diversité de l'offre. L'analyse indique que les centrales alimentées au gaz passeront d'une proportion actuelle de 16 % sur l'ensemble des sources d'approvisionnement à 31 % en 2010. Le recours à de

nouvelles centrales au gaz pour combler l'écart entraînera une dépendance excessive à l'égard de l'offre de gaz naturel et exposera les consommateurs d'électricité de l'Ontario à l'instabilité et à la croissance des prix de ce combustible très utilisé. En revanche, si l'on opte pour de nouvelles centrales nucléaires pour combler le déficit de 5 700 MW touchant la charge de base, la part de l'énergie nucléaire dans la combinaison des sources d'approvisionnement redeviendra ce qu'elle était, ce qui réduira les coûts et, si cette option est mise en œuvre avec la filière CANDU d'EACL, entraînera des avantages économiques encore plus importants pour l'Ontario.

En comparant l'impact environnemental des différentes technologies, les tierces parties ont confirmé le rôle de nouvelles centrales nucléaires pour combler le déficit de 5 700 MW dans l'approvisionnement de la charge de base en Ontario. En effet, par rapport aux centrales au gaz, les centrales CANDU pourraient éviter l'émission de plus de 800 millions de tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> au cours des 30 premières années d'exploitation. En plus d'aider le Canada à respecter ses obligations en vertu du Protocole de Kyoto, cette réduction massive des émissions pourrait accentuer l'avantage des nouvelles centrales nucléaires en matière de coûts par rapport à des capacités équivalentes de production d'électricité au gaz.

Bien que les nouvelles centrales nucléaires réduisent les coûts de l'électricité et atténuent l'instabilité des prix, tout en accroissant la diversité de l'offre et en réduisant les impacts environnementaux, l'évaluation prend en compte le fait que la planification, les approbations et la construction d'une centrale CANDU prennent de 9 à 10 ans. Dans le cas d'une technologie étrangère, le processus d'obtention du permis risque d'être plus long et plus incertain étant donné que l'organisme de réglementation canadien connaîtrait mal la filière visée.

Afin de conserver l'option de mettre en chantier une centrale en 2009 (pour combler le déficit d'approvisionnement de base prévu vers 2014-2015), les décideurs doivent comprendre qu'il est urgent d'amorcer l'évaluation environnementale pour la construction d'une nouvelle centrale CANDU.

Si l'on conserve cette option, les citoyens et les entreprises de l'Ontario seront assurés d'un approvisionnement en électricité économique, sûr et sans danger pour l'environnement pour de nombreuses années à venir.

### **Introduction et portée de l'étude**

Dans sa Demande de présentations du 4 juillet, l'OEO sollicitait des commentaires sur des requêtes spécifiques du Ministre et sur quatre « sujets d'intérêt ». Dans ce contexte, EACL a répondu à la requête du ministre visant :

« Des recommandations relatives à la combinaison adéquate de sources d'approvisionnement en électricité permettant de combler la demande non satisfaite prévue en Ontario, après avoir pris en compte les mesures d'économie d'énergie et les sources d'énergie renouvelables, et mettant l'accent sur la disponibilité de l'énergie pour produire la charge de base, la charge intermédiaire et la charge de pointe<sup>1</sup>. » (traduction)

---

<sup>1</sup> Lettre du ministre de l'Énergie, Dwight Duncan, à l'Office de l'électricité de l'Ontario, 2 mai 2005.

Dans le présent mémoire, EACL aborde deux sujets d'intérêt mentionnés dans la Demande de présentations de l'OEO :

- l'évaluation des différentes technologies de production;
- les méthodes appropriées pour évaluer l'impact environnemental des différentes options en matière d'approvisionnement.

Ces dernières années, les sources d'approvisionnement de l'Ontario ont offert à ses habitants et à ses entreprises une électricité fiable et économique. La province jouissait ainsi d'un avantage concurrentiel sur ses voisins pour attirer les investissements. Or, la convergence de quatre facteurs oblige désormais l'Ontario à se doter de nouvelles installations de production :

- l'augmentation de la consommation d'électricité;
- une chute des investissements dans de nouvelles installations de production au cours des 20 dernières années;
- le vieillissement normal des installations actuelles de l'Ontario;
- l'initiative du gouvernement ayant pour objet d'améliorer la qualité de l'air grâce à la fermeture progressive des centrales au charbon de la province.

C'est parce qu'elle doit se doter de nouvelles sources d'électricité que la province se demande « quelle combinaison de sources d'approvisionnement adopter pour l'avenir ». Pour mieux comprendre l'éventail des possibilités à cet égard, il convient d'étudier l'écart entre l'offre et la demande d'électricité à l'avenir, tout en faisant une distinction entre la demande de pointe et la demande habituelle.

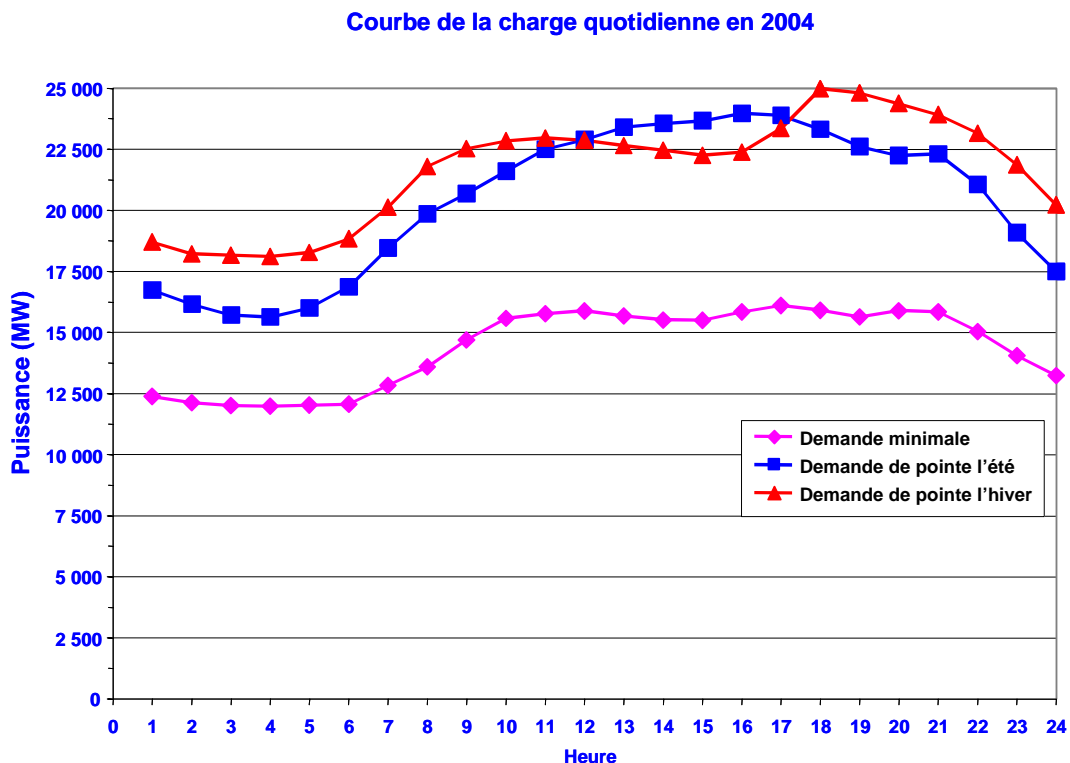
### **Besoins en matière de production d'électricité : la charge de base**

La demande d'électricité en Ontario varie selon la saison, le jour de la semaine et l'heure de la journée. Ces fluctuations sont mises en évidence dans les courbes de la demande quotidienne présentées à la figure 1<sup>2</sup>, qui indique aussi la demande de base, la demande intermédiaire et la demande de pointe pendant la journée – le point le plus bas de chaque courbe représente la demande de base pendant la journée. La demande intermédiaire commence au début de la matinée (entre 6 et 9 h) et se maintient avant de baisser vers la fin de la journée. Les périodes de pointe coïncident en général avec la fin de l'après-midi (entre 16 et 20 h). La figure 1 montre également que la demande de base peut varier de 2 500 MW entre l'hiver et l'été.

---

<sup>2</sup> Pour l'aider à analyser l'offre et la demande de base en Ontario, EACL a fait appel à la firme Acres Management Consulting Limited, qui possède une vaste expérience dans la planification des systèmes de production d'électricité au pays et à l'étranger. La planification présentée dans ce mémoire est un modèle « déterministe » simplifié qui vise à faire ressortir les grandes tendances.

Figure 1 – Demande quotidienne d'électricité en Ontario



Source : Acres Management Consulting Limited

Les courbes de la demande quotidienne ci-dessus font également ressortir l'importance fondamentale de la demande de base. Parce qu'elle représente le niveau de demande enregistré « 24 heures par jour », la demande de base constitue le fondement du système et on devrait de préférence y répondre à l'aide des sources de production les moins coûteuses.

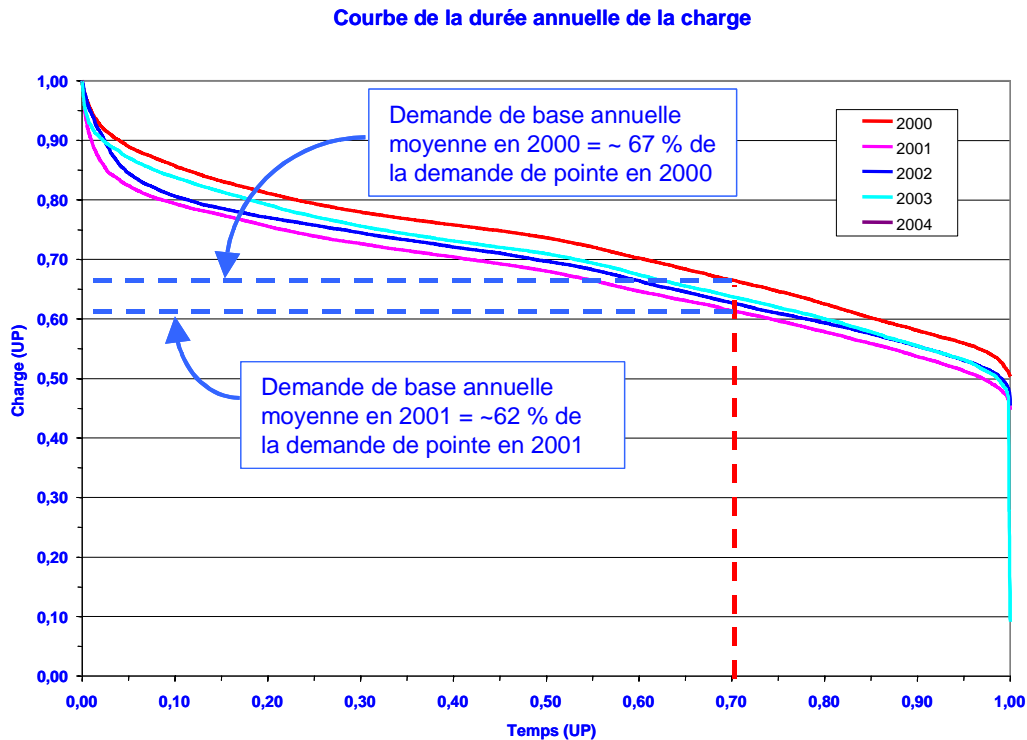
#### *Détermination de la demande de base aux fins de planification*

Étant donné que la demande quotidienne minimale fluctue considérablement d'une saison à l'autre, on planifie la production de base en fonction d'un nombre gérable de valeurs-cibles de la demande par rapport auxquelles il est possible de mesurer la capacité de production à prévoir à très long terme. On définit couramment la demande de base comme « la demande enregistrée au moins 70 % du temps<sup>3</sup> ». Pour établir cette valeur-cible, on trace des « courbes de durée de la charge » mettant en rapport la demande d'électricité et le nombre d'heures pendant lesquelles la demande a été égale ou supérieure à ce niveau. Pour pouvoir comparer la demande de pointe sur plusieurs années, les planificateurs utilisent des « unités proportionnelles » (UP), qui expriment la demande en proportion de la demande de pointe et la durée en proportion de la période totale. Les courbes de durée de la charge en Ontario entre 2000 et 2004 sont présentées à la figure 2 ci-dessous : en 2001, la demande de base représentait environ

<sup>3</sup>Cette définition est notamment utilisée dans le dernier plan à long terme de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario (*Providing the Balance of Power*), publié en 1989 par Hydro Ontario. Voir p. A-9.

62 % de la demande de pointe, comparativement à environ 67 % en 2000, ce qui illustre la variabilité induite par les conditions météorologiques et l'activité économique.

**Figure 2 – Courbes de durée annuelle de la demande en Ontario, 2000-2004**



Un examen des écarts saisonniers entre les courbes de durée de la charge nous a amenés à retenir deux valeurs-cibles pour la demande de base de chaque année – l'une pour l'hiver et l'autre pour l'été :

- la demande de base estivale représente 61,7 % de la demande de pointe annuelle;
- la demande de base hivernale représente 68,2 % de la demande de pointe annuelle.

On peut positionner ces valeurs par rapport aux prévisions de demandes de pointe annuelles, afin d'obtenir les valeurs limites supérieure et inférieure de la demande de base de l'année considérée.

#### *Prévision des réserves*

La disponibilité de réserves constitue un élément important de tout système d'approvisionnement en électricité. Lorsque le niveau de demande se rapproche de la pointe annuelle, les installations de réserve sont « en attente » et prêtes à entrer en service au cas où une génératrice serait déconnectée à la suite d'un événement imprévu survenu à la centrale ou sur la ligne de transmission qui raccorde la centrale au réseau. Le niveau de réserve, qui est établi selon les probabilités afin de satisfaire aux objectifs

de fiabilité du système, représente habituellement ~15 % de la demande de pointe. En plus de ces réserves opérationnelles, des réserves supplémentaires sont nécessaires pour permettre la maintenance programmée des centrales électriques, les baisses de puissance nominale liées aux conditions environnementales ou d'autres travaux planifiés qui empêchent une génératrice d'assurer la charge. En général, on prévoit qu'environ 10 % de la puissance installée ne sera pas disponible pendant la période de pointe. À cet égard, les parcs d'éoliennes constituent une exception notoire, car on a retenu l'hypothèse de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) de l'Ontario selon laquelle 10 % de la puissance installée est disponible en période de pointe<sup>4</sup>.

Lorsqu'une installation répond à une demande de base, les installations visant à répondre à la demande intermédiaire et à la demande de pointe peuvent être mises à contribution si une génératrice de base est déconnectée de manière imprévue. Par conséquent, seules les « réserves de maintenance » doivent être prévues pour répondre aux besoins de la charge de base. Pour la maintenance, EACL a établi l'hypothèse de réserves de 881 MW pendant l'hiver (ce qui permet à l'équivalent d'un réacteur de la centrale électrique de Darlington d'effectuer des travaux de maintenance programmés pendant cette saison) et de 1 360 MW pendant l'été (ce qui permet à un réacteur de la centrale de Bruce et à un réacteur de la centrale de Pickering d'effectuer des travaux de maintenance programmés pendant l'été). Ce scénario n'est présenté qu'à titre indicatif, les exploitants des centrales programmant les arrêts de maintenance en fonction de nombreux facteurs.

*Valeurs-cibles de la puissance installée pour répondre à la demande de pointe et à la demande de base*

La démarche décrite ci-dessus repose sur une prévision de la demande de pointe annuelle au cours de la période de planification. La SIERÉ publie chaque année des prévisions de la demande sur 10 ans, dont la dernière édition<sup>5</sup> prévoit la demande de pointe en fonction de divers scénarios de croissance et de conditions météorologiques. Aux fins de la présente analyse, EACL a utilisé les données de la croissance médiane de la demande de pointe dans des conditions météorologiques normales. On a établi que la demande de pointe annuelle de l'été<sup>6</sup> serait de 23 991 MW en 2006 et qu'elle augmenterait progressivement pour atteindre 26 874 MW en 2015, soit un taux de croissance annuel de 1,3 %. Ce taux a permis d'extrapoler la demande de pointe annuelle pour les 10 années suivantes, afin de prévoir le temps nécessaire à la planification et à la mise en service des grands projets de centrales électriques. Les prévisions de la demande de pointe ainsi obtenues ont permis de produire la figure 3, qui indique les prévisions de la puissance installée totale nécessaire pour répondre à la demande de pointe (y compris les réserves opérationnelles représentant en moyenne 14,7 % et les réserves de maintenance) ainsi que de la puissance installée nécessaire pour répondre à la demande de base estivale et hivernale de chaque année.

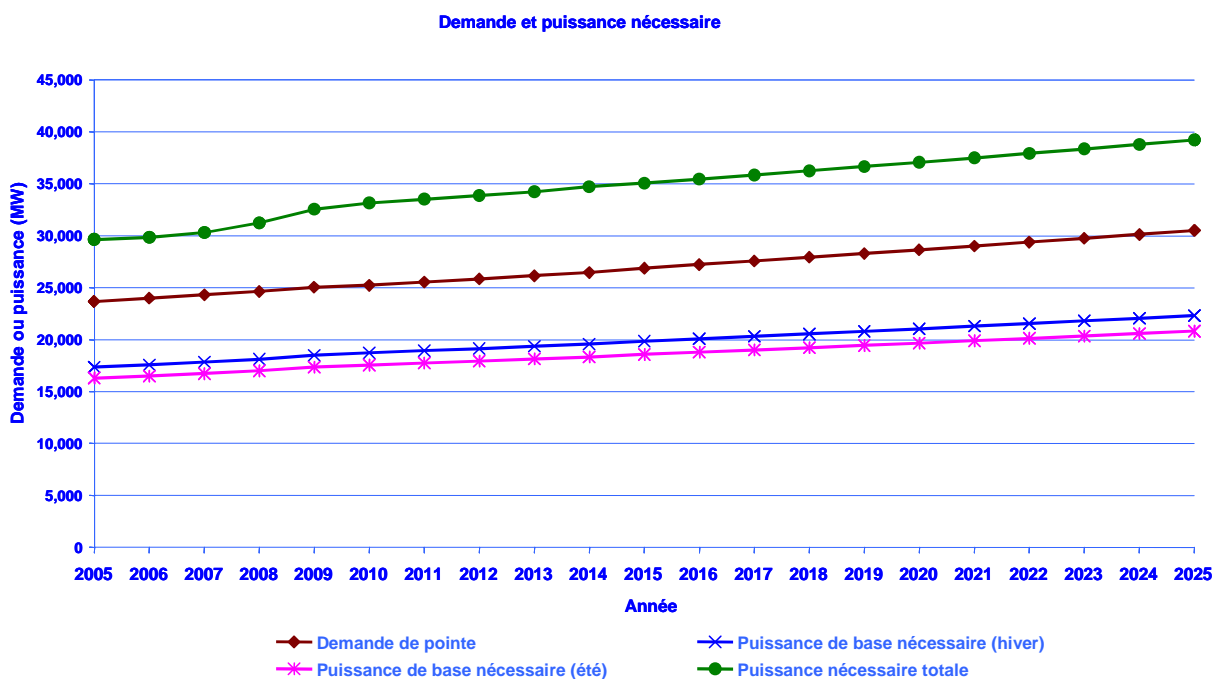
---

<sup>4</sup> *An Assessment of the Adequacy of Generation and Transmission Facilities to Meet Future Electricity Needs in Ontario From January 2006 to December 2015 (V2)*, rapport de la SIERÉ publié le 15 août 2005 et affiché dans le site Web de l'organisme à [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca). Voir p. 7 (sur 76).

<sup>5</sup> *Ontario Demand Forecast From January 2006 to December 2015*, rapport publié par la SIERÉ le 8 juillet 2005 et affiché dans le site Web de l'organisme à [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca).

<sup>6</sup> *Ibid.* Voir le tableau 4.4, p. 27 (sur 38).

**Figure 3 – Puissance installée nécessaire pour répondre à la demande de pointe et à la demande de base**



### Économies d'énergie

Le gouvernement de l'Ontario a mis en place plusieurs programmes visant à encourager une « culture de la conservation d'énergie » dans la province. Lorsqu'on parle de conservation et d'économies d'énergie, il convient de faire la distinction entre le déplacement et la réduction de la charge par rapport à la consommation d'électricité totale.

Dans le cas du déplacement de la charge, on cherche à modifier le comportement des consommateurs, afin qu'ils utilisent l'électricité en dehors des heures de pointe, pour éviter la construction d'installations de production destinées à combler uniquement la demande de pointe. Mentionnons par exemple les initiatives suivantes :

- comptage de la consommation selon l'heure de la journée : les tarifs d'électricité sont plus élevés pendant les périodes de pointe, afin d'inciter le consommateur à réduire sa demande (p. ex., en utilisant les gros appareils électroménagers en fin de soirée);
- demande axée sur le prix : les gros utilisateurs industriels qui paient le prix du marché s'engagent par contrat à réduire leur demande lorsque le prix de l'électricité dépasse un certain seuil. Pour certaines entreprises, les coûts marginaux risquent de dépasser le prix des produits si le prix de l'électricité est très élevé.

Les initiatives permettant de déplacer la charge réduisent les besoins en matière d'installations pour les périodes de pointe, mais elles ont un effet négligeable sur la

demande de base (on se demande d'ailleurs si cette mesure ne pourrait pas en fait entraîner une légère augmentation de la demande de base).

La réduction de la consommation totale d'énergie électrique obtenue à l'aide d'innovations technologiques ou par d'autres moyens peut faire baisser à la fois la demande de pointe et la demande de base, selon la charge des appareils ou des machines utilisés. La mise en œuvre de ces mesures porte en général sur une longue période étant donné que les consommateurs attendent la fin de la vie utile de leurs appareils pour les remplacer.

### **Hypothèses concernant les sources d'approvisionnement nécessaires pour répondre à la demande de base et à la demande de pointe**

#### *Types d'installations de production*

Pour déterminer si les sources d'approvisionnement en électricité sont suffisantes pour combler les différents types de demande, on répartit les installations actuelles et futures en fonction de la demande de base, de la demande intermédiaire ou de la demande de pointe. À l'heure actuelle, l'Ontario possède une large gamme de sources d'approvisionnement pour satisfaire différents types de demande. Leur répartition<sup>7</sup> est présentée à la figure 4, ci-dessous.

<b>Figure 4 – Sources d'approvisionnement en électricité en Ontario</b>				
Type	Disponibilité	Utilisation courante		
		Demande de base	Demande intermédiaire	Demande de pointe
Hydroélectrique (au fil de l'eau)	Oui	√	√	√
Hydroélectrique (avec stockage)	Oui		√	√
Gaz – cycle simple	Oui			√
Gaz – cycle combiné	Oui	√	√	
Gaz – cogénération	Limitée <sup>8</sup>	√		
Charbon	Oui	√	√ <sup>9</sup>	
Énergie nucléaire	Oui	√	√ <sup>10</sup>	
Énergie éolienne	Non	√		
Déchets de bois	Limitée <sup>11</sup>	√	√	

Source : personnel d'EACL

<sup>7</sup> Répartition établie par EACL avec l'aide d'Acres Management Consulting Limited.

<sup>8</sup> L'exploitation d'installations de cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité) est en général déterminée par la nécessité de fournir de la vapeur à une entreprise industrielle utilisatrice, de sorte que la cogénération est un « preneur de prix » sur le marché.

<sup>9</sup> Quoique les centrales au charbon soient utilisées pour répondre à la demande de base dans plusieurs pays, celles de l'Ontario répondent principalement à la demande intermédiaire compte tenu des réductions volontaires des émissions adoptées par l'exploitant.

<sup>10</sup> Bien que les réacteurs nucléaires soient en général considérés comme une filière destinée à la demande de base, les nouveaux modèles (notamment ceux d'EACL) sont dotés d'une capacité d'« adaptation à la charge » qui leur permet d'accroître la production pour répondre au besoin à la demande intermédiaire.

<sup>11</sup> Même remarque que pour la cogénération. Voir la note 9.



### Hypothèses concernant les sources d'approvisionnement

En ce qui a trait aux sources d'approvisionnement, EACL a adopté, comme point de départ, les hypothèses posées par la SIERÉ dans ses dernières prévisions sur 10 ans<sup>12</sup> (« Coal Replacement Scenario »). La SIERÉ fait d'abord état de la puissance installée en 2005, qui est présentée à la figure 5 ci-dessous.

**Figure 5 – Puissance installée à l'heure actuelle, selon la SIERÉ**

Mode de production	Puissance totale (MW)	Pourcentage du total (%)	Nombre de centrales
Énergie nucléaire	10 882	36,1	5
Charbon	6 434	21,4	4
Pétrole ou gaz	4 976	16,5	20
Énergie hydroélectrique	7 756	25,8	67
Divers	66	0,2	2
<b>Total</b>	<b>30 114</b>	<b>100,0</b>	<b>98</b>

Source : SIERÉ, *10-Year Outlook*, 15 août 2005, tableau 2.1

Sous réserve des exceptions présentées ci-après, l'analyse suppose que toute la puissance installée à la figure 5 sera en service tout au long de la période de 20 ans à l'étude.

Les centrales hydroélectriques actuelles de l'Ontario offrent aux exploitants une grande souplesse pour combler la demande de base, la demande intermédiaire ou la demande de pointe. Afin de déterminer la capacité de production hydroélectrique disponible pour la demande de base, EACL a commandé un examen des données opérationnelles de chaque centrale et a pris pour hypothèse la répartition présentée à la figure 6 ci-dessous. On a calculé la contribution de chaque centrale de base à la charge de base en multipliant le facteur de capacité de la centrale par sa puissance nominale.

La figure 6 fait aussi état des résultats d'un exercice similaire, qui a été mené pour les centrales au gaz et les centrales de cogénération actuelles de l'Ontario.

**Figure 6 – Hypothèse sur l'utilisation des capacités de production hydraulique et au gaz actuelles de l'Ontario**

	Capacités hydroélectriques	Pétrole ou gaz ou cogénération
Contribution à la demande de base	3 424 MW <sup>13</sup>	595 MW
Contribution à la demande intermédiaire/de pointe	3 299 MW	3,588 MW

<sup>12</sup> *Op. cit.*, note 4.

<sup>13</sup> La construction du tunnel de Niagara (qui sera terminée avant la demande de pointe de 2010) accroîtra d'environ 200 MW la contribution de la centrale électrique Sir Adam Beck à la charge de base en améliorant le facteur de capacité de cette centrale. Voir les « Autres hypothèses d'EACL - Hypothèses concernant la construction d'installations hydroélectriques de grande puissance ».

Baisses de puissance (en raison de contraintes liées à l'eau ou à la hauteur de chute)	<u>1 033 MW</u>	<u>793 MW</u>
Puissance installée totale actuelle	7 756 MW	4 976 MW

Source : personnel d'EACL

Comme celle de la SIERÉ, l'analyse d'EACL suppose la mise en service d'installations de production supplémentaires (ayant donné lieu à des engagements ou prévues par contrat) aux dates indiquées à la figure 7.

**Figure 7 – Nouvelles installations de production (engagements ou contrats) et projets axés sur la demande, selon la SIERÉ**

Projet	Région	Type de combustible ou source d'énergie	Puissance installée (MW)	Date mise en serv. estim. demandeur
Tranche 1 de Pickering	Toronto	Uranium	515	3 <sup>e</sup> tr. 2005
Autorité aéroportuaire du Grand Toronto	Toronto	Gaz	117	4 <sup>e</sup> tr. 2005
Projet d'éoliennes de Kingsbridge	S.-O.	Vent	40	4 <sup>e</sup> tr. 2005
Projet d'éoliennes de Melancthon Grey	S.-O.	Vent	68	4 <sup>e</sup> tr. 2005
Parc d'éoliennes Prince	N.-E.	Vent	99	1 <sup>e</sup> tr. 2006
Parc d'éoliennes des rives du lac Erie	S.-O.	Vent	99	2 <sup>e</sup> tr. 2006
Propriétés Loblaws	Distrib.	Demande	10	2 <sup>e</sup> tr. 2006
Parc d'éoliennes de Blue Highlands	S.-O.	Vent	50	3 <sup>e</sup> tr. 2006
Projet hydroélectrique des chutes Umbata	N.-O.	Eau	23	1 <sup>e</sup> tr. 2007
Projet d'électricité de Greenfield Sud	Toronto	Gaz	284	4 <sup>e</sup> tr. 2007
Centre d'énergie de Greenfield	Ouest	Gaz	1 015	4 <sup>e</sup> tr. 2007
Électricité St. Clair	Ouest	Gaz	688	1 <sup>e</sup> tr. 2008
Projet d'électricité de Greenfield Nord	Toronto	Gaz	330	2 <sup>e</sup> tr. 2009
<b>Total</b>			<b>3 338</b>	

Source : SIERÉ, *10-Year Outlook*, 15 août 2005, tableau 2.2.

Dans la présente analyse, EACL a adopté toutes les hypothèses de la SIERÉ relatives au scénario de remplacement du charbon :

- mise hors service des tranches de Lambton et d'Atikokan à la fin de 2007;
- remplacement de la production au charbon de Thunder Bay par un mode de production plus propre d'ici la fin de 2007. EACL suppose que cette centrale de 310 MW sera convertie au gaz naturel à temps pour répondre à la demande de pointe de 2009 et qu'elle répondra aussi à la demande intermédiaire;
- mise hors service de la tranche 3 de Bruce A à la fin de 2009 (voir également les « Autres hypothèses d'EACL » ci-dessous);
- mise hors service des tranches 5, 6 et 7 de Pickering B au début de 2014 (voir également les « Autres hypothèses d'EACL », ci-dessous);
- mise hors service de la tranche 6 de Bruce en 2015 (on suppose qu'elle sera fermée avant la période de pointe de 2015; voir également les « Autres hypothèses d'EACL » ci-dessous);
- on suppose qu'il n'y aura jusqu'en 2009 aucune demande sensible aux prix dépassant les 10 MW présentés à la figure 7 et qu'une capacité supplémentaire de 250 MW liée à la demande sera alors mise en place;
- on suppose que la production d'électricité d'origine éolienne ajoutera une capacité représentant 10 % pour la période de pointe annuelle (EACL a modélisé

- cette hypothèse en plaçant 90 % de la capacité de production éolienne dans la réserve de pointe);
- mise en service d'ici 2009 des capacités de production éolienne de 1 000 MW faisant l'objet de la deuxième Demande de propositions visant les énergies renouvelables;
  - remise en service d'ici 2009 des tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce;
  - production d'électricité supplémentaire pour le centre-ville de Toronto (500 MW) et l'ouest du Grand Toronto (1 000 MW) avant la fin de 2008. EACL suppose que cette capacité sera mise en place à l'aide de centrales au gaz destinées à la charge intermédiaire;
  - mise en service en 2008 d'installations de cogénération totalisant 1 000 MW. EACL pose l'hypothèse d'un facteur de capacité moyen de 60 %, ce qui se traduit par une contribution de 600 MW pour répondre à la demande de base et de 400 MW pour la demande intermédiaire;
  - construction éventuelle d'installations hydroélectriques de 380 MW, qui seraient mises en service à partir de 2009 (EACL pose l'hypothèse d'installations de petite puissance; voir également les « Autres hypothèses d'EACL » ci-dessous);
  - fermeture de la centrale de Nanticoke vers 2008-2009. EACL suppose que la centrale sera mise hors service avant la période de pointe annuelle de 2009.

### **Autres hypothèses d'EACL**

Pour établir si les capacités de production suffiront à combler la demande de base et la demande de pointe, EACL a posé d'autres hypothèses sur les économies d'énergie et, en particulier (compte tenu de la période de 20 ans à l'étude), sur la remise à neuf des centrales nucléaires et la construction d'installations hydroélectriques.

#### *Hypothèses concernant la remise à neuf des centrales nucléaires*

Une analyse portant sur 20 ans doit prendre en compte le vieillissement du parc nucléaire de l'Ontario et poser des hypothèses allant au-delà de celles de la SIERÉ. Les hypothèses d'EACL concernant le démantèlement ou la remise à neuf des 20 réacteurs de la province sont présentées à la figure 8 (et indiquent le cas échéant la date présumée de remise en service). Les hypothèses sur la remise en service, qui sont présentées à titre indicatif, ne visent pas à rendre compte de l'état réel ou prévu des réacteurs. La décision de remettre à neuf un réacteur appartient à l'exploitant ou au propriétaire, qui la prend en fonction de nombreux facteurs, notamment la conjoncture et l'état réel de la tranche.

**Figure 8 – Autres hypothèses d'EACL concernant la remise à neuf des centrales nucléaires**

N.B. – Les dates sont données à titre indicatif seulement et ne visent pas à rendre compte l'état réel ou prévu des réacteurs. La décision de remise à neuf revient à l'exploitant ou au propriétaire du réacteur.

<b>Tranche</b>	<b>Mise hors service</b>	<b>Remise en service</b>
Tranche 1 de Bruce	s.o.	2009 selon la SIERÉ
Tranche 2 de Bruce	s.o.	2009 selon la SIERÉ

Tranche 3 de Bruce	2010 selon la SIERÉ	2012
Tranche 4 de Bruce	2016	2018
Tranche 5 de Bruce	2015	2016
Tranche 6 de Bruce	2016	2018
Tranche 7 de Bruce	2017	2019
Tranche 8 de Bruce	2019	2020
Tranche 1 de Pickering	2017	s.o.
Tranche 2 de Pickering	Hors service pendant toute la période	
Tranche 3 de Pickering	Hors service pendant toute la période	
Tranche 4 de Pickering	2025	s.o..
Tranches 5, 6, 7 de Pickering	2014 selon la SIERÉ	Aucune remise à neuf
Tranche 8 de Pickering	2019	Aucune remise à neuf
Tranche 1 de Darlington	2020	2022
Tranche 2 de Darlington	2021	2023
Tranche 3 de Darlington	2022	2024
Tranche 4 de Darlington	2023	2025

Source : personnel d'EACL

#### *Hypothèses concernant la construction d'installations hydroélectriques de petite puissance*

La dernière prévision de la SIERÉ (« Coal Replacement Scenario ») envisage la construction de centrales hydroélectriques supplémentaires totalisant 380 MW, à plusieurs sites indéterminés, qui seraient mises en service à partir de 2009. Bien que le volume d'énergie hydroélectrique pouvant encore être exploité en Ontario ne fasse pas l'unanimité, EACL pose l'hypothèse de microcentrales au fil de l'eau représentant 1 000 MW, qui seraient mises en service en 2010, ce qui porterait à 1 403 MW (y compris le projet d'Umbata de 23 MW mentionné à la figure 7) l'ensemble des nouvelles installations hydroélectriques de petite puissance. On suppose que chaque microcentrale au fil de l'eau contribuera en moyenne 50 % de sa puissance à la demande de base.

Combinés aux 1 356 MW produits par les nouvelles éoliennes prévues par la SIERÉ, ces nouveaux projets hydroélectriques porteraient à 2 759 MW au total les nouvelles sources d'approvisionnement de l'Ontario fondés sur les énergies renouvelables et la production hydroélectrique à petite échelle – ce qui contribue à l'objectif du gouvernement de faire en sorte que, d'ici 2010, 2 700 MW de l'électricité produite dans la province provienne de sources renouvelables<sup>14</sup>.

#### *Hypothèses concernant la construction d'installations hydroélectriques de grande puissance*

Deux grands projets d'hydroélectricité peuvent avoir des conséquences sur une analyse de l'approvisionnement de l'Ontario en électricité sur 20 ans – d'une part, le projet d'aménagement de Conawapa au Manitoba, qui représente 1 380 MW, et, d'autre part,

<sup>14</sup> On trouvera des détails sur l'objectif du ministère de l'Énergie concernant les sources d'énergie renouvelables à l'adresse <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=francais.renovelable>.

celui du cours inférieur du fleuve Churchill, au Labrador, dont la part de l'Ontario serait de 945 MW. En outre, la construction du tunnel de Niagara aura une incidence sur la contribution de la centrale Sir Adam Beck, à Niagara Falls, à la charge de base.

Pour les besoins de la présente analyse, EACL a postulé que le projet de Conawapa serait mis en œuvre à temps pour répondre à la demande de pointe de 2017, ce qui concorde avec les annonces publiques de Manitoba Hydro<sup>15</sup>. Nous avons aussi posé l'hypothèse que Conawapa fonctionnerait en mode « 5-16 » (c.-à-d. 16 heures par jour, 5 jours par semaine), de sorte que 20 % de la puissance de la centrale répondrait à la demande de base en Ontario.

La proposition visant le cours inférieur du fleuve Churchill<sup>16</sup> prévoit deux projets d'aménagement « au fil de l'eau » ayant un facteur de capacité d'environ 67 % : le projet de Gull Island (2 000 MW) et le projet de Muskrat Falls (824 MW). Après avoir soustrait la part revenant aux autres partenaires du projet, l'Ontario pourrait obtenir environ 635 MW pour répondre à la charge de base. Cependant, compte tenu des enjeux relatifs à l'infrastructure de transport et de la nécessité de négocier des ententes interprovinciales complexes pour le transport de l'électricité, EACL a posé l'hypothèse que le projet Churchill, au Labrador, ne pourrait pas entrer en service avant la période de pointe de 2025.

Le projet du tunnel de Niagara<sup>17</sup> pour la centrale électrique Sir Adam Beck, à Niagara Falls, vise à accroître l'apport d'eau aux turbines plutôt que la puissance de la centrale (qui nécessiterait l'installation de plus grosses turbines). Par conséquent, l'achèvement de ce projet (on suppose que le tunnel sera terminé avant la période de pointe annuelle de 2010) améliorera le facteur de capacité de cette centrale au fil de l'eau et accroîtra proportionnellement sa contribution à la demande de base tout en atténuant les baisses de sa puissance nominale. Pour prendre en compte ces éléments dans l'analyse, nous avons d'une part accru de 200 MW la contribution des centrales hydroélectriques en place à la demande de base de 2010 et, d'autre part, abaissé dans la même proportion la réduction de puissance de la centrale. Le projet du tunnel de Niagara n'aura toutefois aucune incidence sur la capacité du système d'électricité ontarien de satisfaire à la demande de pointe.

### **Comparaison de l'offre et de la demande – Écarts relatifs à la demande de base et à la demande de pointe**

Les hypothèses énoncées ci-dessus concernant la demande de base et l'offre de base illustrent, à la figure 9, l'ampleur du déficit du système d'approvisionnement de la province et les périodes où se manifesteront les écarts. L'analyse laisse entrevoir un déficit de la charge de base de ~1 700 MW en 2014, qui augmentera pour atteindre 5 700 MW d'ici 2025.

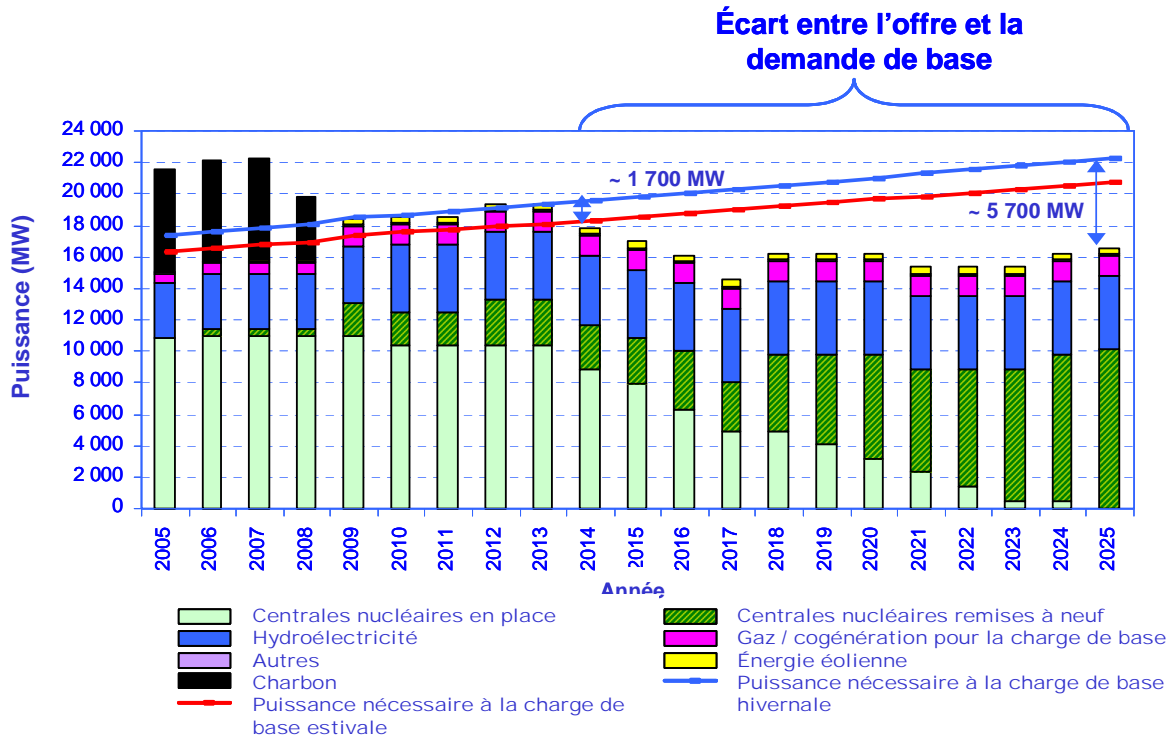
---

<sup>15</sup> On trouvera des renseignements sur le projet de Conawapa, notamment les dates de mise en service, dans le site Web de Manitoba Hydro, à [http://www.hydro.mb.ca/issues/transmission\\_projects/transmission\\_projects.shtml#conawapa](http://www.hydro.mb.ca/issues/transmission_projects/transmission_projects.shtml#conawapa).

<sup>16</sup> Pour consulter une description technique du projet, voir <http://www.gov.nl.ca/lowerchurchill/pdf/exphydro.pdf>.

<sup>17</sup> Pour en savoir davantage sur le projet du tunnel de Niagara, voir <http://www.opg.com/ops/niagaratunnel.asp>.

**Figure 9 – Puissance nécessaire par rapport à la puissance installée présumée pour la charge de base**

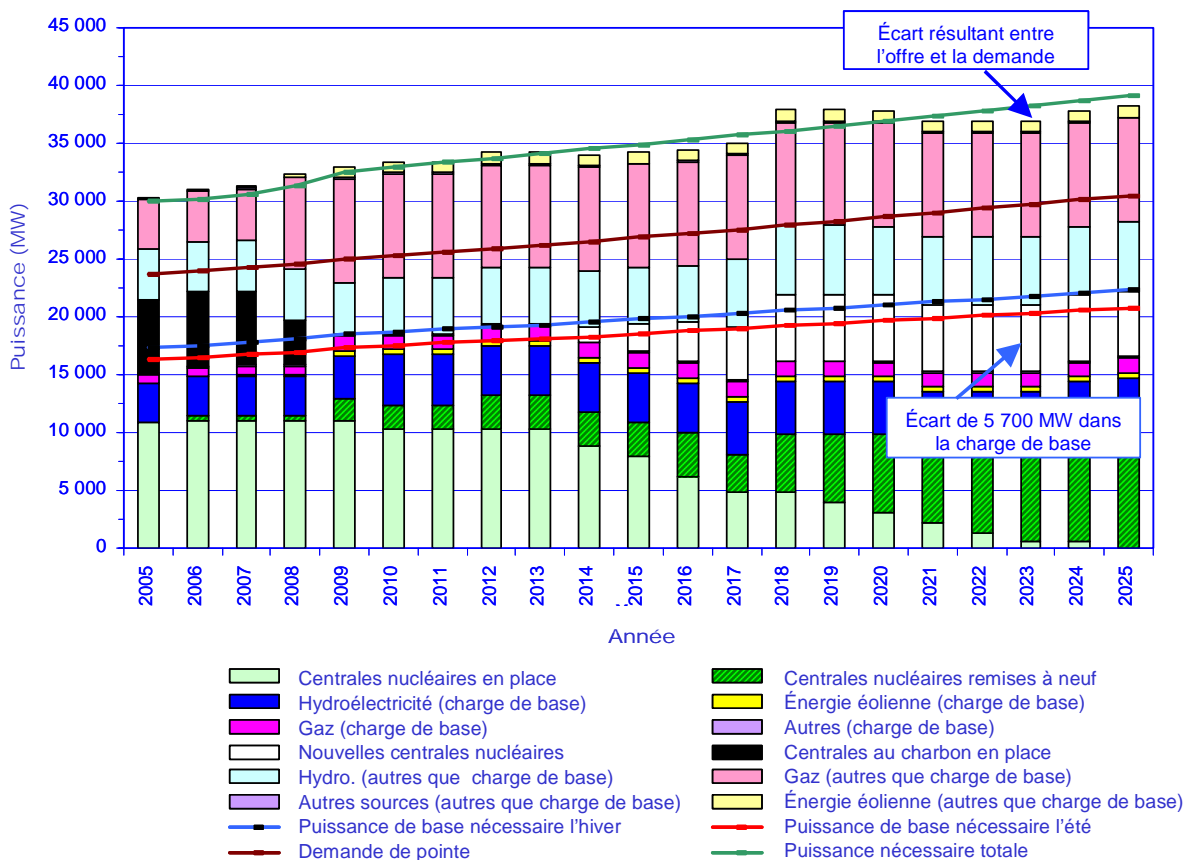


Source : personnel d'EACL

Supposant que les écarts relatifs à la charge de base entre 2015 et 2025 soient comblés grâce à une augmentation progressive de la capacité de production de base atteignant 5 700 MW, on peut alors déterminer si les sources d’approvisionnement visant à répondre à la demande de pointe sont suffisantes. Cette analyse est résumée à la figure 10 ci-dessous.

Selon la comparaison entre le niveau de demande de pointe et les sources d’approvisionnement disponibles à cette fin, une fois que les écarts touchant la demande de base seront comblés, il ne restera que de faibles écarts relativement à la demande de pointe. Pour combler ces « écarts de pointe », il faudrait ajouter ~1 200 MW grâce à de nouvelles installations mises en service par étape au cours de la période allant de 2014 à 2025. Aux fins de la combinaison de sources d’approvisionnement, EACL pose l’hypothèse que les centrales au gaz permettraient de combler l’écart dans la charge de pointe.

**Figure 10 – Puissance nécessaire par rapport à la puissance installée pour la charge de pointe (après ajout de 5 700 MW pour combler le déficit de la charge de base)**

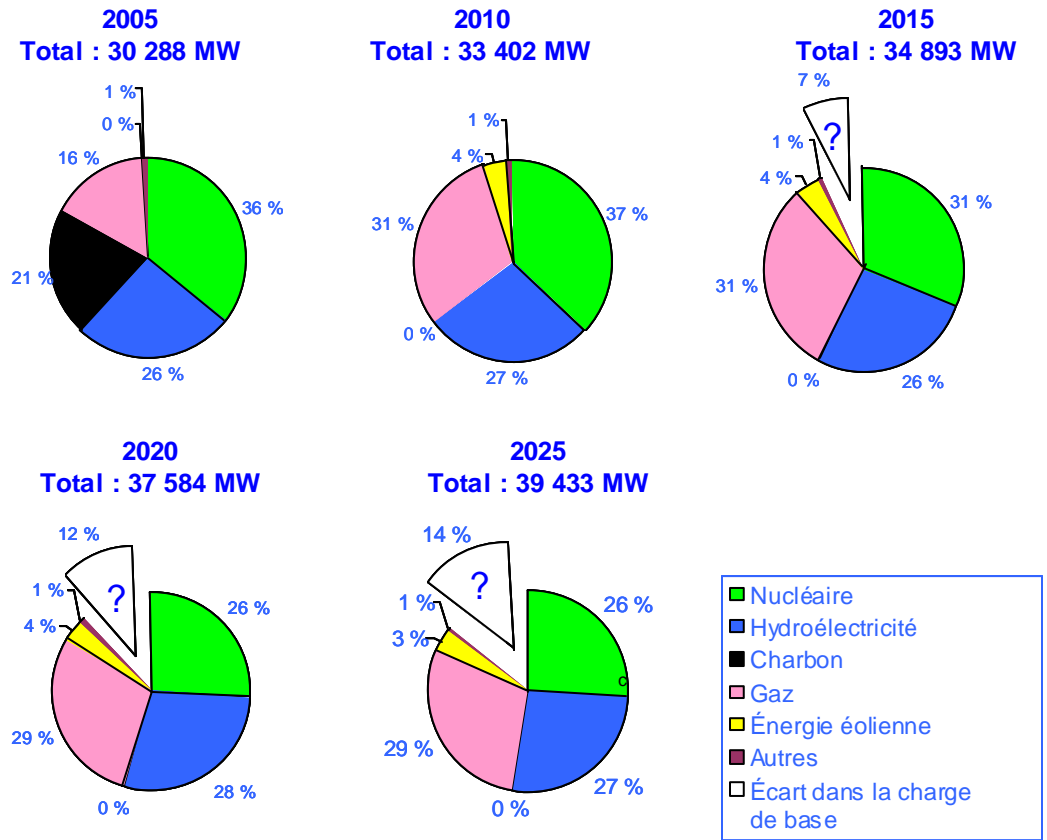


Source: personnel d'EACL

### **Conséquences sur la combinaison de sources d’approvisionnement de l’Ontario**

L’analyse ci-dessus indique aussi que l’Ontario connaîtra une pénurie de sources d’approvisionnement après 2014 et que cet « écart » devrait être comblé principalement à l’aide des sources d’approvisionnement de base. L’effet cumulatif des nouvelles installations de production et de la fermeture de certaines autres à des dates-clés est présenté à la figure 11 ci-dessous.

**Figure 11 – Combinaison des sources d’approvisionnement selon la puissance installée, compte tenu des ajouts et fermetures prévus des installations**



Source : personnel d’EACL

On voit à la figure 11 que la mise hors service des centrales au charbon fait presque doubler la proportion du gaz dans l’éventail des sources d’approvisionnement, la production au gaz passant de 16 % en 2005 à 31 % en 2010. Le diagramme circulaire de 2015 illustre l’apparition d’un écart de 7 % entre l’offre et la demande de base. En 2015, cet écart atteint 14 % des capacités d’approvisionnement, alors que la part de l’énergie nucléaire parmi les sources de production est tombée à 26 %.

Les filières de production d’électricité de base choisies pour combler l’écart de 14 % détermineront non seulement la combinaison des sources d’approvisionnement, mais aussi la prospérité et la sécurité des consommateurs d’électricité de l’Ontario. La section suivante présente les différentes filières.

**Évaluation des différentes filières d’approvisionnement**

*Critères*



Les planificateurs du système d'électricité de l'Ontario doivent évaluer les filières disponibles en fonction de plusieurs critères. Les considérations établies au cours de la période visée par le dernier plan d'approvisionnement en électricité à long terme<sup>18</sup> (citées en caractères gras ci-dessous, dans l'ordre où elles figurent dans le document original) offrent un cadre utile pour évaluer les filières en lice :

- **Fourniture d'électricité économique** : dans l'optique du cycle de vie, les coûts sont habituellement exprimés sous forme de coût unitaire moyen de l'électricité (CUME).
- **Considérations environnementales** : émissions, effluents aqueux, déchets solides, utilisation des terres, etc.
- **Considérations socioéconomiques** : incidences sur l'économie de la province, notamment l'emploi, le PIB provincial et la balance commerciale.
- **Sécurité** : toutes les options doivent satisfaire aux exigences et aux normes de sécurité.
- **Souplesse** : il faut tenir compte des incertitudes concernant la croissance future de la charge, le prix des combustibles, etc. Ce critère prévoit une diversité de sources d'énergie pour assurer la sécurité du système d'électricité de l'Ontario.
- **Préférences relatives aux ressources** : source et disponibilité de la source d'énergie primaire et lieu de fabrication possible du matériel.
- **Stabilité technique** : maturité technique d'une filière envisagée et expérience de l'Ontario concernant cette filière.
- **Fiabilité** : toutes les options doivent satisfaire aux normes de fiabilité.

#### *Comparaison des filières de production*

L'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a compilé des données sur les caractéristiques et les coûts des différentes filières de production d'électricité. Les chiffres pour les pays d'Europe et d'Amérique du Nord sont présentés à la figure 12 ci-après. Les larges fourchettes du CUME doivent être interprétées avec prudence étant donné que ce coût tient compte de tout un éventail d'hypothèses et de conditions relatives aux sites. Ainsi, pour ce qui est des turbines au gaz à cycle combiné, le CUME dépend d'un prix du combustible allant de 3,70 à 5,72 \$US/GJ. Or, le prix du gaz naturel au comptant<sup>19</sup> était de 9,178 \$US/GJ le 22 août 2005.

Nous abordons ci-après les points forts des différentes filières de production dans le contexte du déficit d'électricité de base de l'Ontario et des critères définis ci-avant.

#### *Énergie éolienne ou énergie de la biomasse*

L'analyse d'EACL suppose que l'on ajoute au système de production d'électricité de l'Ontario des éoliennes représentant une capacité supérieure à 1 300 MW. L'énergie éolienne ne peut assurer une production beaucoup plus importante pour plusieurs raisons<sup>20</sup> :

---

<sup>18</sup> *Providing the Balance of Power*, publication d'Ontario Hydro, 1989, p. 14-15.

<sup>19</sup> Cote des services publics du NYMEX du 22 août 2005 de 9,683 \$US/MMBtu = 9,178 \$US/GJ ([www.nymex.com](http://www.nymex.com)).

<sup>20</sup> Dans sa publication intitulée *Wind Report 2004*, l'électricien allemand E.ON offre une perspective intéressante sur les difficultés liées à la production de grosses quantités d'électricité d'origine éolienne au

- faisabilité réduite aux sites restants pour l'aménagement de parcs d'éoliennes;
- impossibilité de moduler la production;
- nécessité de disposer d'installations de production d'appoint (représentant au moins 70 % de la puissance installée du parc d'éoliennes) pour les périodes où le vent ne souffle pas;
- difficulté de maintenir la stabilité et la fiabilité du réseau.

De même, des préoccupations concernant la modulation de la production à partir de la biomasse et l'existence de sites adéquats font de cette filière une option peu intéressante, qui ne pourrait offrir qu'une contribution minimale à l'écart de 5 700 MW auquel fait face l'Ontario dans son approvisionnement en électricité de base.

---

sein de son système. Publication affichée dans le site Web d'E.ON à [http://www.eon-energie.com/bestellsystem/bf\\_service\\_book.php?lcode=englisch](http://www.eon-energie.com/bestellsystem/bf_service_book.php?lcode=englisch).

**Figure 12 – Comparaison des différentes sources de production d'électricité selon l'OCDE**

	Unité de mesure	Énergie éolienne <sup>+</sup> (sur terre)	Biomasse	Énergie hydroélectrique (fil de l'eau)	Turbines au gaz à cycle combiné <sup>++</sup>	Cogénération	Charbon propre	Nouvelles centrales nucléaires
<b>Coûts d'investissement</b>	\$US/kW <sub>net</sub>	980 - 1 630	1 700 - 2 180	1 540 - 4 280	360 - 1 030	610 - 3 720	940 - 1 940	1 090 - 2 145
<b>Coûts d'E&amp;M</b>	\$US/MWh	5-36	10-13	2-21	1-8	1-34	4-15	7-11
<b>Coûts du combustible</b>	\$US/MWh	-	13-53	-	28-45	0-39**	9-35	4-8
<b>Coût unitaire moyen de l'électricité (CUME)</b>	\$US/MWh	46-144	50-101	64-146	41-63	32-144	37-64	32-53
<b>Efficacité nette</b>	%	-	38-45	-	40 - 60	35-50*	35-51	31-37
<b>Vie économique de la centrale</b>	années	20-40	40	30-60	20-40	15-40	40	40
<b>Utilisation habituelle</b>		Électricité de base	Électricité de base	Électricité de base, intermédiaire, de pointe	Électricité de base, intermédiaire, de pointe	Électricité de base	Électricité de base	Électricité de base / intermédiaire
<b>Possibilité de moduler la production</b>		Non	limitée	Oui	Oui	Non	Oui	Oui

Source : OCDE, *Projected Cost of Generating Electricity 2005 update*, (pays de l'OCDE : Europe et Amérique du Nord), date de référence : 1<sup>er</sup> juillet 2003, taux d'actualisation réel de 10 %.

\* Électricité seulement \*\* après prise en compte du coefficient net de chaleur

+ Ne comprend pas les investissements dans les sources d'appoint nécessaires en l'absence de vent.

++ Basé sur des coûts de combustible de 3,70 à 5,72 \$US /GJ. Prix courant du gaz naturel en Amérique du Nord : 9,178\$US /GJ (voir la note 17).

## *Hydroélectricité*

Dans les régions possédant d'abondantes ressources hydroélectriques, cette filière peut s'avérer une excellente option pour répondre à tous les types de demande. La présente analyse de l'écart d'approvisionnement pose cependant pour hypothèse la construction de nouvelles centrales hydroélectriques représentant 1 400 MW dans la province et l'ajout de 1 380 MW d'hydroélectricité provenant du site de Conawapa, au Manitoba. Au-delà de cet objectif ambitieux, toute construction de centrales hydroélectriques sera tributaire de la disponibilité de sites exploitables et de la mise à niveau coûteuse du système de transport nécessaire pour atteindre ces sites éloignés.

## *Cogénération*

Bien que la cogénération (utilisation de la chaleur « perdue » pour des activités industrielles) améliore considérablement l'efficacité de la production d'électricité au gaz, les promoteurs dans le monde entier ont du mal à équilibrer les besoins des entreprises de services d'électricité et ceux des entreprises qui utilisent la vapeur. En effet, les entreprises industrielles ayant besoin de grosses quantités de chaleur sont peu nombreuses à pouvoir prendre les engagements à long terme – de 15 à 20 ans – nécessaires pour faire de la cogénération un moyen de production économiquement viable. L'analyse d'EACL pose néanmoins l'hypothèse que des incitatifs gouvernementaux permettront de construire des installations de cogénération totalisant 1 000 MW au cours des cinq prochaines années. Tout indique que ce niveau de cogénération « absorbera » l'ensemble de la capacité réalisable.

## *Charbon propre*

Parmi les nombreuses définitions du « charbon propre »<sup>21</sup>, celle qui convient le mieux à la situation de l'Ontario serait probablement celle de la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné (GICC) associée au piégeage du carbone. Cette technologie consiste à convertir le charbon en un gaz similaire au gaz naturel puis à épurer les émissions afin d'éliminer le soufre et les composés d'azote. Comme cette filière n'est guère éprouvée<sup>22</sup>, ses coûts et sa fiabilité sont très incertains. Le piégeage des émissions de carbone nécessaire pour rendre la production d'électricité au charbon véritablement « propre » consiste à capturer les émissions de CO<sub>2</sub> provenant du procédé de GICC pour les stocker ensuite, probablement dans des formations rocheuses perméables. La technologie du piégeage est elle aussi relativement jeune.

La situation actuelle des filières du « charbon propre » et l'incertitude entourant leurs coûts et leur fiabilité font du charbon propre une option peu prometteuse pour combler l'écart entre l'offre et la demande de base en Ontario.

## *Énergie nucléaire*

---

<sup>21</sup> Les chiffres de l'OCDE sur le « charbon propre » indiqués à la figure 12 portent sur une combinaison de filières utilisant du charbon classique et des « épurateurs » d'émissions avancés, et de filières utilisant la GICC. Les coûts de piégeage du carbone ne figurent pas dans les données.

<sup>22</sup> EPCOR, entreprise de services publics de l'Ouest canadien ayant l'expérience de la production d'électricité au charbon, doute que la filière GICC soit prête à être commercialisée. Voir la présentation d'EPCOR au congrès sur le charbon propre, tenu en avril 2005, à [www.epcor.ca/NR/rdonlyres/0A28C40D-A2CA-46FE-B96E-07084548AE23/0/cleancoal05.pdf](http://www.epcor.ca/NR/rdonlyres/0A28C40D-A2CA-46FE-B96E-07084548AE23/0/cleancoal05.pdf), p. 15.

Depuis plus de 30 ans, les centrales nucléaires CANDU de l'Ontario fournissent à la province une électricité de base fiable, économique et propre. Pendant toute cette période, elles ont affiché des résultats inégalés sur le plan de la sûreté et évité l'émission de millions de tonnes de gaz à effet de serre. La faible quantité de combustible irradié produite à ce jour est stockée sur place en toute sécurité, en attendant que l'on opte pour un mode de stockage plus permanent. Le Canada suit l'exemple d'autres pays ailleurs dans le monde qui mettent en œuvre une technologie de stockage à long terme en couche géologique profonde<sup>23</sup>. Le fait que ces plans portent sur une très longue période (90 ans) témoigne de la faible quantité de déchets à gérer.

En ce qui concerne les coûts de l'énergie, les données de la figure 12 sur le CUME montrent que la construction de nouvelles centrales nucléaires est l'une des solutions les plus économiques qui soient pour produire de l'électricité. De plus, comme la plupart des coûts liés à la production d'électricité d'origine nucléaire sont fixes (taux d'intérêt s'appliquant aux coûts d'investissement), le coût de cette filière laisse peu de place à l'incertitude en raison des contrats modernes à prix fixes.

Si l'on retient la filière CANDU d'EACL, un projet de nouvelle centrale nucléaire engendrerait en outre en Ontario des activités économiques d'une ampleur inégalée. Il s'agit d'un important critère d'évaluation. Le Canadian Energy Research Institute estime<sup>24</sup> que la construction de deux réacteurs CANDU avancés accroîtrait de plus de 33 milliards de dollars le PIB canadien et créerait des emplois représentant plus de 279 000 années-personnes. Contrairement aux centrales nucléaires concurrentes, la source de combustible et la base d'approvisionnement en composantes de la filière CANDU se trouvent au Canada, ce qui améliore encore la sécurité d'approvisionnement en combustible et génère des avantages économiques à long terme à l'échelle locale.

S'agissant de la diversité des sources d'approvisionnement en électricité, l'ajout de nouvelles centrales nucléaires totalisant 5 700 MW en Ontario d'ici 2025 ferait passer la part de l'énergie nucléaire à 40 % (voir à la figure 11, 26 % + 14 %). Cette proportion équivaut pratiquement à la part que le nucléaire occupe depuis plusieurs décennies en Ontario, période au cours de laquelle la province a tiré profit d'un portefeuille sûr et diversifié de sources d'énergie.

Outre les avantages de la production d'origine nucléaire sur le plan des coûts, de l'économie et de la diversité de l'offre, la date de mise en service des nouvelles centrales nucléaires est également un aspect capital. EACL estime que l'évaluation environnementale et le processus parallèle d'obtention de permis pour sa filière CANDU pourraient prendre entre 3 et 4 ans, après quoi seulement la décision de construire pourrait être prise. Si l'on y ajoute une période estimative de 5 ans consacrée à la construction, la mise en service d'une nouvelle centrale CANDU pourrait prendre 9 ans. Compte tenu du fait que le déficit d'approvisionnement en électricité de base se creuse considérablement à partir de 2014-2015, il est impératif que les décideurs amorcent sans tarder l'évaluation environnementale d'une nouvelle centrale nucléaire s'ils veulent conserver l'option de commencer la construction en 2009.

---

<sup>23</sup> La Société de gestion des déchets nucléaires du Canada a publié sa recommandation préliminaire, que l'on peut consulter à <http://www.sgdnc.ca>.

<sup>24</sup> Canadian Energy Research Institute, *Alternative Technologies for New Nuclear Power Plants: Economic Impacts*, ébauche de rapport pour EACL, juin 2005.

La possibilité d'obtenir les permis au cours de la période d'évaluation environnementale est la plus favorable pour le modèle avancé CANDU 6 d'EACL et pour son cousin de la prochaine génération, le réacteur ACR-1000. Contrairement à leurs « concurrentes » pour la construction de nouvelles centrales nucléaires, les filières d'EACL sont bien connues de l'organisme canadien de réglementation nucléaire, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Les modèles d'EACL sont évolutifs et sont conçus à partir de la technologie du CANDU 6, que la CCSN connaît bien puisqu'elle régit actuellement le fonctionnement de deux CANDU 6 (à la centrale de Gentilly-2 et à celle de Point Lepreau). Par contre, le processus d'obtention de permis d'un modèle de réacteur étranger risque d'être entravé par des retards et des incertitudes.

### *Turbine au gaz à cycle combiné*

La filière des turbines au gaz à cycle combiné (TGCC) a été utilisée dans de nombreux pays avec un succès mitigé<sup>25</sup>. Bien que la filière TGCC soit arrivée à maturité et qu'elle puisse être déployée rapidement, le coût de l'électricité produite est très sensible au prix du gaz naturel. Cette dépendance<sup>26</sup> est illustrée à la figure 13 ci-dessous.

Le prix du gaz naturel à l'avenir donne lieu à de nombreuses analyses, étant donné que ce combustible fait l'objet d'une demande élevée en tant que charge d'alimentation des procédés pétrochimiques et combustible de chauffage. Après avoir étudié différentes prévisions, le Canadian Energy Research Institute (CERI) a conclu<sup>27</sup> que le prix moyen du gaz naturel (livré à la plaque tournante de Dawn, en Ontario) serait de 8,84 \$CAN par millier de pieds cubes en dollars de 2003 au cours de la période allant de 2015 à 2035 (soit une période de 20 ans correspondant à la vie utile d'une centrale mise en service au moment où commencerait le déficit d'électricité de base). La figure 13 montre que cette prévision correspond à un prix de l'électricité d'environ 8 ¢CAN par kWh ou 80 \$CAN par MWh en dollars de 2003.

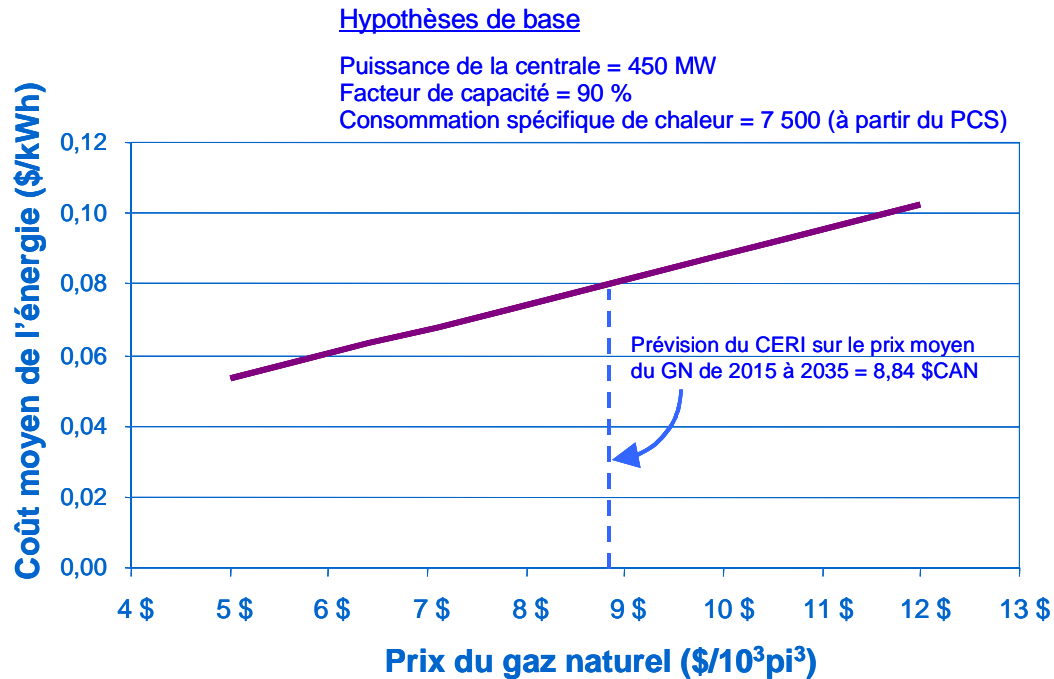
---

<sup>25</sup> Dans les États du nord-est et du centre des États-Unis, nombre de centrales au gaz appartenant à des intérêts privés ne parviennent pas à produire de l'électricité à un prix concurrentiel. Voir l'article « US Gas Devotees Look for Something Solid », *Financial Times*, 9 mai 2004, affiché à <http://www.energybulletin.net/218.html>

<sup>26</sup> Les algorithmes de la filière TGCC nous ont été fournis par Acres Management Consulting Limited.

<sup>27</sup> Publication du CERI, *Comparaison du coût unitaire moyen de l'électricité pour différentes filières de production de la charge de base en Ontario*, affichée à [www.ceri.ca](http://www.ceri.ca). Voir l'annexe A, Section A.2.1, « Hypothèses sur le prix du gaz naturel ».

**Figure 13 – Coût de la production d'électricité par la filière TGCC**



Si l'Ontario impartit au secteur privé la production d'électricité au moyen de centrales au gaz, en vertu d'une entente commerciale indexée selon le prix du gaz naturel, les consommateurs d'électricité de la province n'auront aucune protection contre l'instabilité des prix du gaz naturel.

En dehors du fait que le coût de l'électricité de base provenant des turbines au gaz à cycle combiné risque d'être très élevé, la diversité des sources d'approvisionnement de l'Ontario est aussi une considération importante pour combler le déficit d'approvisionnement de base de la province. La figure 11 montre qu'entre 2015 et 2025, la production au gaz représentera environ 30 % des sources de production d'électricité. La mise en place d'autres installations de production au gaz pour combler le déficit risque de compromettre encore plus l'objectif de la province de disposer d'un approvisionnement sûr et diversifié.

### **Impacts environnementaux des différentes filières de production d'électricité**

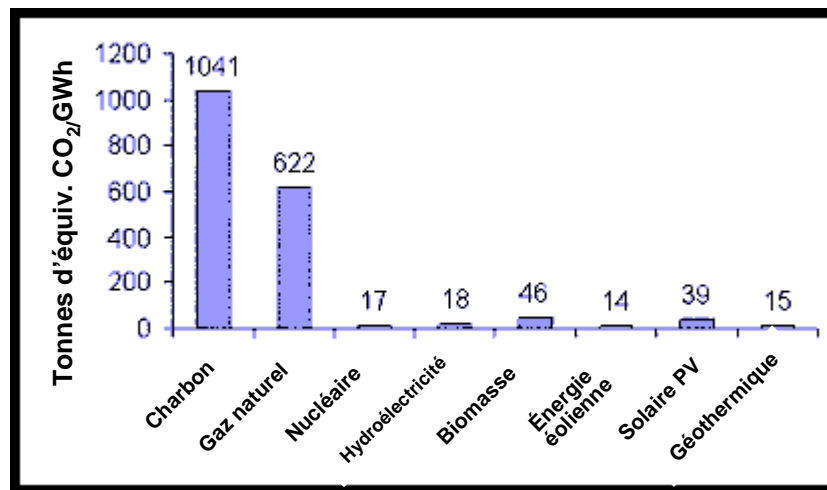
Pour étudier l'impact environnemental des différentes filières, EACL propose une démarche axée sur le cycle de vie et sur l' « empreinte écologique » des installations de production. Les études portant sur les émissions liées au cycle de vie d'une centrale prennent en compte les émissions de gaz à effet de serre (et de composés responsables des précipitations acides) rejetées pendant toute sa vie utile, notamment :

- pendant la construction de la centrale;
- lors de l'exploitation et des activités de maintenance menés tout au long de la vie utile de la centrale (y compris son démantèlement);
- les émissions rejetées par la fabrication des matériaux de construction;

- les émissions rejetées lors de l'extraction et du traitement des matières premières (p. ex., l'uranium, le charbon);
- les émissions rejetées pendant le transport du combustible à la centrale.

La figure 14, qui résume les résultats d'une telle étude<sup>28</sup>, fait ressortir la différence entre les émissions associées à la production au moyen de combustibles fossiles (charbon ou gaz naturel) et celles des technologies peu émettrices telles que l'énergie nucléaire et l'énergie hydroélectrique.

**Figure 14 – Émissions rejetées pendant le cycle de vie selon les différentes filières de production d'électricité**



Source : Université du Wisconsin-Madison, 2002, note 28.

D'autres études<sup>29,30,31</sup> menées dans différents pays ont confirmé ce contraste entre l'impact élevé des centrales au gaz ou au charbon et le faible impact des centrales nucléaires.

Le faible impact environnemental de l'énergie nucléaire est encore plus évident si l'on utilise une approche prenant en compte l'« empreinte écologique » pour examiner les répercussions des filières de production sur les ressources terrestres et aquatiques. La filière nucléaire est l'une de celles qui ont le moins de répercussions à cet égard<sup>32</sup>.

### *Les émissions dans le contexte de Kyoto*

<sup>28</sup> Paul J. Meyer, *Life-cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*, Université du Wisconsin-Madison, août 2002.

<sup>29</sup> Frans H. Koch, *Hydropower-Internalised Costs and Externalised Benefits*, Agence internationale de l'énergie (AIE) - Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes, Ottawa, Canada, 2000.

<sup>30</sup> W. Krewitt, P. Mayerhofer *et al.*, *ExternE - Externalities of Energy. National Implementation in Germany*, IER, Stuttgart, Allemagne, 1998.

<sup>31</sup> Central Research Institute of Electric Power Industry (Japon), *Life-Cycle Analysis of Power Generation Systems*, mars 1995.

<sup>32</sup> Tiré de *The Ecology Book*, 2003, p. 1, affiché au site Web du Nuclear Energy Institute à [http://www.nei.org/documents/Ecology\\_Book\\_2003.pdf](http://www.nei.org/documents/Ecology_Book_2003.pdf)



Le Canada est signataire du Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, traité international aux termes duquel les pays développés s'efforcent de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. La filière de production que choisira l'Ontario pour combler son déficit d'électricité de base de 5 700 MW pourrait avoir des répercussions importantes sur la capacité du Canada à respecter ses obligations en vertu du Protocole et des ententes subséquentes. À partir des données de la figure 14, la construction de nouvelles centrales nucléaires représentant une puissance de 5 700 MW permettrait d'éviter, en 30 ans, l'émission de plus de 815 millions de tonnes<sup>33</sup> de gaz à effet de serre par rapport aux centrales au gaz.

Les avantages environnementaux de l'énergie nucléaire et des autres filières peu polluantes comparativement aux centrales au gaz pourraient devenir plus tangibles alors que le Canada mettra en place un système d'échange de droits d'émissions<sup>34</sup>. En vertu d'un tel régime, les projets permettant d'éviter des émissions de gaz à effet de serre pourront donner lieu à des avantages financiers, tandis que les technologies émettrices se verront probablement imposer une pénalité financière. Ces pénalités pouvant s'appliquer aux centrales au gaz et au charbon ne sont pas prises en compte dans les prix unitaires de l'électricité des figures 12 et 13 ci-haut.

### **Sommaire et conclusions**

Conformément à la demande du ministre selon laquelle la recommandation de l'OEO sur la combinaison des sources d'approvisionnement doit tenir compte de la demande de base, de la demande intermédiaire et de la demande de pointe, EACL a étudié les écarts entre l'offre et la demande d'électricité sur une période de 20 ans et évalué les filières en lice pour combler ces écarts. Une analyse déterministe a été menée pour étudier comment répondre à la demande de base et à la demande de pointe.

Pour évaluer les sources d'approvisionnement possibles, EACL a posé l'hypothèse que d'importantes installations de production hydroélectrique, éolienne et au gaz seraient construites, à une échelle encore jamais vue en Ontario. Nous avons aussi supposé que le parc de CANDU de la province ferait l'objet d'un important programme de remise à neuf.

Cependant, même compte tenu des nouvelles sources d'approvisionnement, l'analyse laisse entrevoir dès 2014-2015 un écart entre l'offre et la demande d'électricité, qui se creuse considérablement jusqu'en 2025. Cet écart est surtout attribuable à une pénurie de ressources à affecter à la production de la charge de base (~5 700 MW), et certaines ressources destinées à la charge de pointe (~1 200 MW) sont requises pour combler la demande pendant les périodes de pointe annuelles. L'écart touchant la charge de base, qui constitue 7 % de l'ensemble des sources d'approvisionnement de l'Ontario en 2015, passera à 14 % en 2025.

---

<sup>33</sup> Les émissions évitées représentent (622-17) tonnes de CO<sub>2</sub>e/GWh x 5,7 GW x facteur de capacité de 90 % x 8 760 heures/an x 30 ans, soit 815,6 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>e.

<sup>34</sup> Communiqué d'Environnement Canada, « Le gouvernement du Canada prend des mesures en vue de la création d'un marché pour les réductions d'émissions dans tous les secteurs de l'économie », 11 août 2005.

Les filières de production en lice pour combler cet écart ont été évaluées en fonction des critères du coût, de la diversité de l'offre et de la disponibilité. Cette évaluation a permis de mettre en évidence les avantages des centrales nucléaires par rapport aux centrales au gaz. Par ailleurs, l'étude des impacts environnementaux des différentes filières dans la perspective du cycle de vie des installations a confirmé le rôle des nouvelles centrales nucléaires pour combler le déficit de 5 700 MW dans la charge de base.

Bien que les nouvelles installations de production nucléaire réduisent les coûts de l'électricité et atténuent l'instabilité des prix, tout en accroissant la diversité de l'offre et en réduisant les impacts environnementaux, l'évaluation prend en compte le fait que la planification, les approbations et la construction d'une centrale CANDU prennent de 9 à 10 ans. Dans le cas d'une technologie étrangère, le processus d'obtention du permis risque d'être plus long et plus incertain étant donné que la CCSN connaîtrait mal la filière visée. Afin de conserver l'*option* de mettre en chantier une centrale en 2009, les décideurs doivent comprendre qu'il faut amorcer le processus d'évaluation environnementale d'une nouvelle centrale CANDU le plus tôt possible.

Si l'on conserve cette option, les citoyens et les entreprises de l'Ontario seront assurés d'un approvisionnement en électricité économique, sûr et sans danger pour l'environnement pour de nombreuses années à venir.