

Les bénéfices des exportations québécoises d'électricité : une perspective américaine (Note)

Jean-Thomas Bernard

Volume 20, Number 2, 1989

URI: <https://id.erudit.org/iderudit/702495ar>

DOI: <https://doi.org/10.7202/702495ar>

[See table of contents](#)

Publisher(s)

Institut québécois des hautes études internationales

ISSN

0014-2123 (print)

1703-7891 (digital)

[Explore this journal](#)

Cite this note

Bernard, J.-T. (1989). Les bénéfices des exportations québécoises d'électricité : une perspective américaine (Note). *Études internationales*, 20(2), 341–357.
<https://doi.org/10.7202/702495ar>

NOTES

Les bénéfices des exportations québécoises d'électricité: Une perspective américaine

Jean-Thomas BERNARD*

Les exportations québécoises d'électricité vers les États-Unis ont augmenté rapidement au cours de la dernière décennie en passant de 0.6 TWh en 1977 à 16.4 TWh en 1987.¹ De plus, le Premier ministre du Québec s'est fait le champion de l'aménagement des ressources hydroélectriques du Québec pour satisfaire en partie le marché de l'exportation. Les contrats et ententes signés par Hydro-Québec en 1987 et 1988, en vue d'exporter de l'électricité garantie, s'inscrivent dans cette politique de développement. Quels sont les bénéfices que les États-Unis retirent de ces importations d'électricité? Le but de ce rapport de recherche est de présenter les conclusions de trois études américaines récentes sur le sujet. Ces études visent à évaluer la réduction du coût de fourniture de l'électricité que ces importations permettent.

Dans un premier temps, il y aura un bref tour d'horizon de la situation énergétique qui prévaut dans le Nord-Est américain.² Ensuite, nous passerons en revue les trois études en indiquant la perspective adoptée, la valeur de certains paramètres clés et les principales conclusions. Troisièmement, il y aura une évaluation de la portée de ces études.

I – Consommation d'énergie dans les États du Nord-Est américain, 1975-1985

Pour avoir présente à l'esprit la place qu'occupe l'électricité dans les États du Nord-Est, nous allons d'abord décrire les principales caractéristiques de la consommation d'énergie dans ces États.

* *Groupe de recherche en économie de l'énergie et des ressources naturelles (GREEN), Département d'économique de l'Université Laval, Québec. Cette étude fut réalisée au moment où l'auteur était Research Fellow à Energy and Environmental Policy Center, J.F. Kennedy School of Government, Harvard University.*

1. Statistique Canada, *Statistique de l'énergie électrique*, #57-202, annuel.

2. Les États du nord-est américain sont les États membres du North East Power Coordinating Council (NPCC), c'est-à-dire, New York et les États de la Nouvelle-Angleterre.

Revue Études internationales, volume XX, n° 2, juin 1989

A — États de la Nouvelle-Angleterre

Le tableau I contient quelques statistiques au sujet de la consommation totale d'énergie primaire par source en Nouvelle-Angleterre pour la période 1975-1985.³ Il est possible d'observer les points suivants: premièrement, la consommation totale d'énergie a régressé de 1975 à 1980, pour ensuite reprendre une pente ascendante. Cependant, le niveau en 1985 n'a pas encore rattrapé celui de 1975. Deuxièmement, la consommation de pétrole a décliné de façon régulière au cours de la décennie, soit au rythme de 3 % par an. Troisièmement, les trois autres sources d'énergie en concurrence entre elles et avec le pétrole ont toutes continué de croître. L'électricité et le gaz naturel ont montré les taux annuels de croissance les plus élevés. Quatrièmement, malgré le déclin du pétrole, cette source d'énergie contribuait à 62 % de l'énergie totale en 1985, en recul par rapport à 78 % en 1975.⁴ Finalement, le déclin du pétrole (17 %) a profité surtout à l'électricité dont la part est passée de 11 % en 1975 à 20 % en 1985.

L'information apparaissant au tableau I porte sur la consommation d'énergie primaire, c'est pourquoi l'apport de l'électricité prend la forme du nucléaire, de l'hydraulique, des échanges nets avec les voisins et de la catégorie résiduelle autre (déchets, bois, géothermie, etc.). Cependant, le tableau I ne nous renseigne pas sur la contribution des sources fossiles à la production de l'électricité. Cette information apparaît au tableau II pour les services d'électricité. La majeure partie du charbon sert à la génération de l'électricité, alors qu'un septième du gaz naturel et un cinquième du pétrole sont utilisés également à cette fin. Le charbon et le gaz naturel ont affiché les taux de croissance les plus élevés, alors que le pétrole, après avoir crû de 1975 à 1980, a décliné par la suite. Les autres sources d'électricité (hydro, nucléaire et autre) ont connu également une période de croissance, surtout entre 1980 et 1985. Au total, la génération d'électricité a progressé au rythme annuel de 2 % de 1975 à 1980 et de 1 % de 1980 à 1985. La consommation totale d'électricité a augmenté beaucoup plus rapidement à cause des échanges nets positifs comme l'indique la partie supérieure du tableau I.

La contribution du pétrole a régressé de 57 % à 33 % soit vingt-quatre points de pourcentage de 1975 à 1985. Ce recul a profité au charbon (12 %), au gaz naturel (5 %) et aux autres sources (6 %). Le tableau III nous renseigne sur la composition de la capacité des membres du NEPOOL.⁵ L'équipement de génération alimenté au pétrole formait 46 % du total en 1987. De

3. Chaque source d'énergie est pondérée par un coefficient thermique pour permettre l'agrégation. Cette pratique, couramment utilisée peut donner une fausse représentation de la consommation totale d'énergie lorsque les prix relatifs des différentes sources changent. Voir J.T. BERNARD et P. CAUCHON, « Thermal and Economic Measures of Energy Use: Differences and Implications », *The Energy Journal*, vol. 8, n° 2, avril 1987, pp. 125-135.
4. La consommation totale d'énergie inclut celle du secteur des transports. C'est ce qui explique l'importance de la contribution du pétrole.
5. Les membres du NEPOOL possèdent la majeure partie de la capacité installée des services d'électricité en Nouvelle-Angleterre.

TABLEAU I
 Consommation totale d'énergie par source
 Nouvelle-Angleterre (10¹² BTU)

Année	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Électricité				Total
				Nucléaire	Hydro	Autre	Échanges nets	
1975	53.8	256.1	2 222.5	220.0	75.6	0.0	- 37.9	2 837.0
1980	56.6	303.9	1 928.4	244.9	89.6	0.5	46.1	2 669.3
1985	174.9	354.2	1 686.0	294.4	123.7	2.9	110.2	2 745.7
Taux de croissance annuel moyen (%)								
75/80	1.0	3.0	- 3.0		7.0			- 1.0
80/85	23.0	3.0	- 3.0		8.0			1.0
Répartition (%)								
1975	2.0	9.0	78.0		11.0			100
1980	2.0	11.0	72.0		15.0			100
1985	6.0	13.0	61.8		20.0			100

Source: US Department of Energy, Energy Information Administration, *State Energy Data Report Consumption Estimates 1960-1985*, DOE/EIA-0214(85), Washington, D.C., avril 27, 1987.

TABLEAU II
 Estimés de l'input énergétique pour les services d'électricité
 Nouvelle-Angleterre (10¹² BTU)

Année	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Électricité			Total
				Nucléaire	Hydro	Autre	
1975	45.8	2.6	437.1	220.0	63.7	0.0	769.3
1980	47.3	7.0	488.1	244.9	76.4	0.5	864.3
1985	162.2	51.2	302.1	294.1	110.3	2.9	923.0
Taux de croissance annuel moyen (%)							
75/80	1.0	20.0	2.0		7.0		2.0
80/85	25.0	40.0	-10.0		5.0		1.0
Répartition (%)							
1975	6.0	<1.0	57.0		37.0		100
1980	5.0	1.0	57.0		37.0		100
1985	18.0	6.0	33.0		43.0		100

Source: US Department of Energy (27 avril 1987).

plus, relativement peu de changements sont anticipés d'ici la fin du siècle de sorte que le pétrole fournira vraisemblablement encore la contribution la plus importante en l'an 2000.

TABLEAU III
Capacité installée du NEPOOL (hiver)
MW/%

Année	Nucléaire	Charbon	Pétrole	Hydro	Autre ^a	Total
1987 ^b	5 484 (23.0)	2 779 (12.0)	10 707 (46.0)	3 003 (13.0)	1 523 (6.0)	23 496 (100.0)
1990	6 634 (25.0)	2 779 (10.0)	10 651 (39.0)	3 047 (11.0)	4 092 (15.0)	27 203 (100.0)
1995	6 634 (25.5)	2 779 (10.5)	10 424 (39.0)	3 047 (11.0)	3 648 (14.0)	26 532 (100.0)
2000	6 634 (27.0)	2 655 (11.0)	10 240 (41.0)	3 047 (12.0)	1 971 (8.0)	24 727 (100.0)

a) Autre inclut bois, gaz naturel, achats des producteurs indépendants et achats des autres services incluant importations.

b) Niveau réel.

Source: NEPOOL, « NEPOOL Forecast Report of Capacity, Energy, Loads, and Transmission, 1988-2003 », avril 1988, p. 3.

B — État de New York

Le tableau IV présente l'information sur la consommation totale d'énergie primaire par source dans l'État de New York pour la période 1975 à 1985. La consommation d'énergie a régressé tout au long de cette décennie. Ce recul est associé principalement à celui du pétrole qui a diminué de 4 % par an entre 1975 et 1980 et de 6 % par an entre 1980 et 1985. Le gaz naturel et l'électricité ont par contre augmenté, alors que le charbon est demeuré à peu près stationnaire.

Malgré un déclin de dix-neuf points de pourcentage entre 1975 et 1985, le pétrole demeure la composante la plus importante de la consommation d'énergie primaire avec 48 %. Ce recul a profité de façon égale au gaz naturel et à l'électricité avec une augmentation de neuf points de pourcentage chacun.

Le tableau V nous renseigne sur les composantes de l'input énergétique des services d'électricité. Le total, qui indique l'évolution de la génération d'électricité, a augmenté au rythme de 1 % par an de 1975 à 1980 et de 2 % par an de 1980 à 1985. Puisque l'État de New York est un exportateur net

TABLEAU IV
 Consommation totale d'énergie par source
 New York (10¹² BTU)

Année	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Électricité				Total
				Nucléaire	Hydro	Autre	Échanges nets	
1975	312.5	585.5	2 595.4	144.4	311.7	0.0	-60.6	3 889.0
1980	319.3	755.9	2 170.3	210.3	349.5	0.1	-18.5	3 796.8
1985	304.7	795.4	1 603.6	260.4	459.8	*	-51.5	3 372.5
Taux de croissance annuel (%)								
75/80	<1.0	5.0	-4.0		6.0			-1.0
80/85	-1.0	1.0	-6.0		4.0			-2.0
Répartition (%)								
1975	8.0	15.0	67.0		10.0			100
1980	8.0	20.0	57.0		15.0			100
1985	9.0	24.0	48.0		19.0			100

Source: US Department of Energy (27 avril 1987)

TABLEAU V
Estimés de l'input énergétique pour les services d'électricité
New York (10¹² BTU)

Année	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Électricité			Total
				Nucléaire	Hydro	Autre	
1975	147.3	14.0	561.0	144.4	309.8	0.0	1 176.4
1980	158.8	128.9	406.1	210.3	347.0	0.1	1 251.2
1985	196.2	178.7	276.5	260.4	457.4	0.0	1 269.2
Taux de croissance annuel (%)							
75/80	2.0	44.0	-6.0		4.0		1.0
80/85	4.0	7.0	-8.0		5.0		2.0
Répartition (%)							
1975	13.0	1.0	48.0		38.0		100
1980	13.0	10.0	32.0		45.0		100
1985	14.0	13.0	20.0		53.0		100

Source: US Department of Energy (27 avril 1987).

d'électricité avec des niveaux relativement faibles et stables⁶, cette évolution correspond à la croissance de la demande interne de cet État.

L'apport du pétrole a diminué de plus de 50 % durant cette décennie, alors que le charbon, le gaz naturel et les autres sources ont tous augmenté. C'est le gaz naturel qui a connu la hausse la plus considérable. La baisse de vingt-huit points de pourcentage du pétrole a profité surtout aux autres sources (quinze points de pourcentage) et au gaz naturel (douze points de pourcentage).

Le tableau VI nous renseigne sur le niveau et la composition de la capacité de génération des services d'électricité membres du NY Power Pool, ainsi que sur l'évolution attendue jusqu'à l'an 2000. En 1987, 42 % de la capacité de génération était alimentée au pétrole; les autres sources, c'est-à-dire, le nucléaire, le charbon, l'hydro et autre se partageaient le reste de façon à peu près égale. La capacité de génération associée au pétrole est appelée à régresser de 42 % en 1987 à 36 % en l'an 2000. Le nucléaire et, à un moindre titre, l'hydroélectricité bénéficieront de ce recul.

II – Estimations des bénéficiaires américains des exportations d'Hydro-Québec

Le tableau VII présente l'information sur les exportations américaines d'électricité par Hydro-Québec en 1986: 67 % prenait la forme d'électricité interruptible contre 33 % d'électricité garantie. Notons que le prix de cette dernière est d'environ 40 % plus élevé. L'État de New York fut le principal client en recevant 77 % du total; les États de la Nouvelle-Angleterre se partagèrent le reste. L'importance des ventes d'électricité interruptible tient aux conditions particulières qui se sont manifestées au début des années quatre-vingt. D'une part, les augmentations répétées du prix du pétrole au cours des années soixante-dix se sont répercutées sur les prix de l'électricité dans les États du Nord-Est américain dû à l'importance des équipements de génération utilisant cette source d'énergie. D'autre part, Hydro-Québec disposait de surplus d'électricité suite au parachèvement du projet Baie James Phase I qui a ajouté 10 282 MW et au ralentissement de la croissance de la demande interne au Québec.

C'est dans ce contexte qu'ont été signés les contrats d'électricité interruptible. À plus long terme, Hydro-Québec désire se retirer en partie du marché des exportations d'électricité interruptible pour développer davantage les exportations d'électricité garantie. Son objectif pour l'an 2000 est de vendre 3 500 MW avec un facteur d'utilisation de 75 %.⁷ Les ententes récentes sous forme de contrats ou de lettres d'intention avec Central Maine Power Co (900

6. Voir la partie supérieure du tableau 4.

7. Hydro-Québec, *Plan de développement d'Hydro-Québec, 1988-1990, Horizon 1998*, Montréal, février 1988.

MW), Vermont Joint Owners (500 MW) et New York Power Authority (1 000 MW) portent sur de l'électricité garantie.

Quels avantages tirent les États américains qui achètent l'électricité au Québec? Ces avantages ont plusieurs dimensions: économie des équipements de pointe et de réserve, réduction de la pollution associée aux pluies acides, elles-mêmes causées en majeure partie par la génération d'électricité au charbon, emmagasinage d'énergie dans les réservoirs d'Hydro-Québec à partir de la production thermique hors pointe et surtout accès à l'électricité moins coûteuse.

TABLEAU VI
Capacité installée de NY Power Pool (été)
MW/%

Année	Nucléaire	Charbon	Pétrole	Hydro	Autre ^a	Total
1987 ^b	3 864 (12.0)	4 248 (14.0)	13 305 (42.0)	4 992 (16.0)	5 036 (16.0)	31 445 (100.0)
1990	5 583 (17.0)	4 785 (14.0)	12 786 (38.0)	5 021 (15.0)	5 490 (16.0)	33 665 (100.0)
1995	5 583 (16.0)	4 785 (13.0)	12 786 (37.0)	5 394 (16.0)	6 190 (18.0)	34 738 (100.0)
2000	5 583 (16.0)	4 785 (13.0)	12 670 (36.0)	6 375 (18.0)	6 075 (17.0)	35 488 (100.0)

a) Autre inclut le gaz naturel, les turbines à gaz, les turbines au diesel, les achats des producteurs indépendants, la gestion de la demande et les achats nets des autres services.

b) Niveau réel.

Source: NY Power Pool, « Load and Capacity Data 1987-2003, A Report to the Planning Committee of the New York Power Pool », avril 1987, p. 41.

C'est ce dernier aspect qui a attiré le plus d'attention dans les études antérieures traitant des avantages américains des importations d'électricité, soit la réduction des coûts d'approvisionnement en électricité reliée à ces importations.⁸ L'objectif visé dans cette section est de présenter et d'évaluer

8. Pour une discussion plus élaborée sur la nature des bénéfices des importations américaines d'électricité, voir US General Accounting Office, *Canadian Power Imports: A Growing Source of US Supply*, Report to the Chairman, Subcommittee on Oversight and Investigations, Committee on Energy and Commerce House of Representatives, Washington D.C., The Office, 1986.

TABLEAU VII
Exportations américaines d'électricité par Hydro-Québec en 1986

	Quantité GWh	Ventes (1 000 \$ US)	c/kWh (\$ US)
	Interruptible		
Nouvelle-Angleterre	1 385.8	23 023.8	1.66
Vermont	349.2	7 110.6	2.04
New York	6 780.0	117 421.3	1.73
	Garantie		
Vermont	1 125.0	35 535.0	3.16
New York	3 000.0	90 972.1	3.03

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada, *Canada-United States Electricity Trade*, Ottawa, juillet 1987.

les résultats de trois études récentes sur le sujet.⁹ Les exportations d'électricité ont plusieurs aspects autres que le volume: la dimension temporelle des contrats, la nature de l'électricité échangée, les équipements disponibles chez les services importateurs, les coûts de production pour ces services, ect. Il est parfois difficile d'agrèger de façon non ambiguë tous ces aspects. Ils sont encore plus difficiles à représenter lorsque l'analyse porte sur des échanges à venir. Il faut alors poser des hypothèses sur l'évolution de certains paramètres clés comme le prix du pétrole, le prix du charbon, les coûts de développement de nouveaux équipements de génération et de transport et les taux d'intérêt. Dans la revue qui suit, nous essaierons de faire ressortir le rôle joué par ces paramètres.

A — Étude de Clifford (novembre 1986)

L'étude de Clifford porte sur un contrat dont les caractéristiques s'apparentent à celui d'Hydro-Québec/NEPOOL II, soit un contrat de vente d'énergie garantie qui remplacerait une nouvelle usine au charbon. Le modèle qui a servi à cette analyse est le même que celui utilisé par US General Accounting Office.¹⁰ Voici les principaux paramètres de la comparaison proposée:

- a) Production américaine à partir d'une usine au charbon:
– 1 000 MW en opération en 1995 avec une vie utile de 30 ans;

9. T. CLIFFORD, « Impacts of Tax Reform and the Decline of Oil Prices on the Cost Competitiveness of Electricity Imports from Canada », Papier présenté à North American Conference of International Association of Energy Economists, Cambridge, Mass., Novembre 1986. US Department of Energy, Office of Policy, Planning and Analysis, *Northern Lights: The Economic and Practical Potential of Imported Power from Canada*, DOE/PE-0079, Washington, D.C., décembre 1987. H., LEE, N. FOSTER et E. PARSON, « Canadian Electricity Imports: An Assessment of the National Security, Economic, and Environmental Implications », Working Discussion paper #B-88-06, Energy and Environmental Policy Center, JF Kennedy School of Government, Harvard University, avril 1988.

10. US General Accounting Office, *op. cit.*

- taux d'utilisation 65 %;
- trois coûts: i) Coût du charbon: projection par le US Department of Energy avec augmentation de 1 % en terme réel jusqu'en 2010;
- ii) Coût d'opération et d'entretien: environ 9 % du coût total;
- iii) Coût en capital: 1 370 \$/kW en \$ US de 1984, incluant l'allocation pour l'intérêt durant la construction;
- taux d'escompte 10.4 %.

b) Importation du Québec:

Le coût unitaire des importations originant du Québec à l'année t est calculé à partir de la formule suivante:

$$C_t = 0.95 [sp_t \cdot Pp_t + sc_t \cdot Pc_t] + TC_t$$

où

sp_t = part du pétrole dans la génération fossile d'électricité au temps t ;

Pp_t = prix du pétrole au temps t ;

sc_t = part du charbon dans la génération fossile de l'électricité au temps t ;

Pc_t = prix du charbon au temps t ;

TC_t = coût unitaire du transport au temps t .

Le scénario de base repose sur un partage 50/50 entre le pétrole et le charbon. Les valeurs calorifiques du charbon et du pétrole sont respectivement de 9 860 BTU/kWh et de 9 750 BTU/kWh. Le prix du pétrole en \$ US de 1984 devrait évoluer selon la tendance suivante dans le scénario de base: 15.00 \$/baril en 1986, 20.60 \$/baril en 1995 et 31.70 \$/baril en 2005. Le prix du charbon devrait également augmenter, mais à un rythme plus lent.

De plus, Clifford¹¹ inclut dans son analyse certains éléments de la réforme fiscale américaine de 1986: baisse du taux d'impôt fédéral sur le revenu des corporations de 46 % à 34 %, élimination du crédit à l'investissement de 10 %, augmentation de la période de la dépréciation fiscale et élimination de la déduction de la portion de l'allocation associée aux dépenses d'investissement qui est financée par l'emprunt. La première mesure réduit l'impôt à payer, alors que les trois suivantes l'augmentent. Le résultat total est donc indéterminé *a priori*.

Tous les coûts sont ramenés en valeur présente à l'an un du projet pour être ensuite annualisés. Voici les principaux résultats obtenus: premièrement, le prix de l'électricité importée est en moyenne de 4.0 ¢ (\$ US de 1984), alors que le coût de production à partir du charbon est de 9.8 ¢ (\$ US de 1984). Deuxièmement, la réforme fiscale diminue le coût de génération au charbon de 5 %, cependant elle change peu l'avantage marqué de l'importation. Les résultats varient de façon significative selon les hypothèses posées pour les prix du charbon et du pétrole.

L'avantage de l'électricité importée est donc très significatif. Pour le contrat NEPOOL II, les économies sont de l'ordre 300 \$ millions en \$ US de

11. T. CLIFFORD, *op. cit.*

1984 par an. Cette évaluation représente une surestimation dans le sens qu'Hydro-Québec ne signerait pas un contrat d'approvisionnement pour trente ans au prix accepté dans le cadre du contrat NEPOOL II. Ce contrat d'une durée de dix ans (1990-2000) fait appel en partie à de l'énergie excédentaire d'Hydro-Québec et il remplace aussi en partie de l'électricité qui pourrait être générée en Nouvelle-Angleterre à partir des centrales existantes, soit au charbon, soit au pétrole.

B — Étude du US Department of Energy (décembre 1987)

L'étude du US Department of Energy, réalisée sous la direction de J. Skeer, porte sur les coûts de développement à long terme de l'ensemble des ressources hydroélectriques au Canada et sur le coût de développement d'une nouvelle centrale au charbon adaptée à la région américaine appropriée. Ce type de comparaison est particulièrement utile pour l'analyse des contrats d'exportation d'électricité garantie qui présuppose l'aménagement de nouveaux sites à cette fin. Les résultats discutés dans ce texte porteront uniquement sur Hydro-Québec et les régions américaines limitrophes, c'est-à-dire, la Nouvelle-Angleterre et New York. La comparaison repose sur les éléments suivants:

- a) Production américaine à partir d'une centrale au charbon:
 - Vie utile de 50 ans pour la centrale et de 15 ans pour l'équipement antipollution;
 - Taux d'utilisation de 65 %;
 - Trois coûts:
 - i) Coût du charbon: projection par le US Department of Energy, *i.e.* hausse réelle de 1 % par an jusqu'en 2010;
 - ii) Coût d'opération et d'entretien;
 - iii) Coût en capital: 1 180 \$/kW en \$ US de 1985 pour la centrale et 159 \$/kW en \$ US de 1985 pour l'équipement antipollution;
 - Taux d'escompte: trois niveaux sont considérés, à savoir, 3 %, 5 % et 7 %.¹²

Ces coûts sont escomptés à l'an un de mise en service et ensuite annualisés sur la vie utile de la centrale. Le tableau VIII présente les résultats pour le scénario de base avec taux d'escompte à 5 %. Les estimés obtenus sont moindres que ceux de Clifford pour deux raisons en particulier, un taux d'escompte plus faible et une vie utile de centrale plus longue.

12. US Department of Energy, *op. cit.*, Appendice C.

TABLEAU VIII
Coût de production pour une nouvelle centrale au charbon
¢/kWh en \$ US de 1985

	Capital	Charbon	Opération et entretien	Total
Nouvelle-Angleterre	2.34	2.59	0.52	5.40
New York	2.38	1.94	0.52	4.83

Source: US Department of Energy (décembre 1987), Appendice G.

b) Importation à partir du Québec:

Trois coûts sont considérés:

- i) Coût de génération: les dépenses de construction à chaque site ont été établies à partir de documents publiés par Hydro-Québec. Les dépenses d'intérêts durant la construction sont ajoutées et le total est annualisé sur la vie utile attendue de la centrale, à savoir, 65 ans;
- ii) Coût de transport: le personnel du US Department of Energy a tenté d'établir le coût le plus économique pour transporter l'électricité produite au marché américain visé. En \$ US de 1985, ces coûts sont de 535 000 \$/kilomètre au Québec pour une ligne de 735 kV, à courant alternatif, de 920 000 \$/kilomètre dans l'État de New York pour une ligne de 345 kV à courant alternatif et de 736 000 \$/kilomètre en Nouvelle-Angleterre pour une ligne de 450 kV à courant continu. La vie utile des lignes de transport est de 40 ans.¹³
- iii) Coûts d'opération, d'entretien et taxes supportés par Hydro-Québec sont inclus.

Tous ces coûts sont escomptés et annualisés sur la vie utile de chaque projet. Le tableau IX fournit les estimations de coût de certains sites pour de l'électricité livrée à Boston et à New York. Par rapport au tableau VIII, il est possible de constater que les importations du Québec ont un avantage de 2.81 ¢/kWh à 3.31 ¢ sur le marché de Boston et de 1.43 ¢/kWh à 1.82 ¢ sur le marché de New York. Même si les niveaux sont différents, les rapports entre les coûts à l'importation et le coût à partir d'une centrale au charbon sont relativement semblables à ceux estimés par Clifford (1986). À 3.0 ¢/kWh, l'exportation de 3 500 MW d'électricité garantie avec facteur d'utilisation de 65 %, donne un avantage de 598 \$ millions par année à partager entre les services exportateurs et importateurs d'électricité. Cette évaluation est surestimée si l'on tient compte du fait que les coûts des postes d'échange courant continu/courant alternatif n'ont pas été pris en considération.

13. US Department of Energy, *op. cit.*

TABLEAU IX
Coût de production de certains sites hydroélectriques
pour livraisons américaines
¢/kWh en \$ US de 1985

	Boston	New York
La Grande 1	2.09	3.01
Brisay	2.23	3.14
Laforge 1	2.25	3.15
Grande Baleine	2.45	3.37
La Romaine	2.48	3.40
NBR	2.59	3.37

Source: US Department of Energy (décembre 1987), Appendice F.

Le message qui découle de cette étude est qu'Hydro-Québec dispose d'une quantité significative d'électricité qui peut être livrée aux États-Unis de façon concurrentielle par rapport à l'électricité produite localement à partir du charbon. Cette quantité pourrait excéder 180 TWh par année selon le scénario de base.

C — Étude de LEE, FOSTER et PARSON

Alors que les deux études précédentes ont mis l'accent sur le long terme, celle de Lee *et al.*¹⁴ vise à estimer les bénéfices pour une année donnée, c'est-à-dire, 1986. Cette étude a l'avantage de reposer sur l'expérience réelle et, par conséquent, moins d'hypothèses ont dû être posées. Par contre, la perspective de long terme s'en trouve perdue. Voici l'approche utilisée par Lee *et al.* pour évaluer les bénéfices américains des importations:

a) Électricité interruptible:

Lee *et al.* comparent directement le prix de l'importation et le coût moyen de production à partir des centrales qui, à la marge, sont supposées être alimentées au pétrole.¹⁵

14. H. LEE, N. FOSTER et E. PARSON, *op. cit.*

15. Comme il est indiqué par les auteurs, l'usage du coût moyen des centrales alimentées au pétrole plutôt que celui du coût marginal entraîne une sous-évaluation des coûts évités aux États-Unis.

TABLEAU X
Bénéfices américains des importations d'électricité
du Québec pour 1986 selon Lee et al.

	Nouvelle-Angleterre	New York
A. Électricité interruptible		
Électricité importée (GWh)	1 735	6 780
Coût de production à partir du pétrole (¢ US de 1986/kWh)	2.37	2.54
Prix moyen des importations (¢ US de 1986/kWh)	1.80	1.73
Bénéfices (millions \$ US de 1986)	17.35	54.91
B. Électricité garantie		
Électricité importée (GWh)	1 125	3 000
Coût de production à partir d'une nouvelle centrale au charbon (¢ US de 1986/kWh)	5.4	5.4
Prix moyen à l'importation (¢ US de 1986/kWh)	3.16	3.03
Bénéfices (millions \$ US de 1986)	25.20	71.10
C. Bénéfice total		
(millions \$ US de 1986)	42.55	126.01

Source: Lee et al. *op. cit.*, chapitre IV.

b) Électricité garantie :

Les auteurs juxtaposent encore une fois le coût d'une nouvelle centrale au charbon et le prix actuel à l'importation pour de l'électricité garantie.

Les résultats de cet exercice pour l'année 1986 apparaissent au tableau X. Les estimations et les bénéfices des importations d'électricité à partir du Québec s'élevaient à 42.55 millions \$ US pour la Nouvelle-Angleterre et à 121.01 millions \$ US pour l'État de New York. Les estimations pour l'électricité interruptible peuvent être considérées comme très conservatrices pour trois raisons en particulier : premièrement, le coût moyen des centrales au pétrole plutôt que le coût marginal est utilisé ; deuxièmement, les autres bénéfices reliés à l'existence des interconnexions n'ont pas été pris en considération ; et troisièmement, les coûts d'opération et d'entretien évités n'ont pas été ajoutés aux bénéfices.

Pour l'électricité garantie, les estimations sont appropriées, si effectivement la construction de centrale au charbon a été remise à plus tard. Cependant, l'évaluation du bénéfice par kWh dans ce cas ne peut pas être utilisée pour effectuer des projections portant sur des contrats à venir. L'électricité garantie, exportée par Hydro-Québec en 1986, repose encore une fois sur des contrats signés au moment où la Société d'État disposait de surplus. Elle ne signera probablement pas de contrats au prix de 1986 lorsqu'il faudra développer des sites hydroélectriques spécifiquement pour l'exportation. Le prix moyen apparaissant dans la lettre d'entente, signée avec la Central Maine Power Co. au printemps 1987, est d'environ 4.0 ¢ US/kWh en terme de 1985. Ce prix moyen génère un bénéfice américain d'environ 1.4 ¢ US/kWh par rapport à une nouvelle centrale au charbon.

Selon l'évaluation effectuée par Lee *et al.*, les bénéfices reliés à l'importation d'électricité du Québec représentaient 0.6 % des revenus totaux des services d'électricité en Nouvelle-Angleterre en 1986 et 1.3 % à New York.

III – La portée de ces études

L'étude de Clifford¹⁶ présente des estimés de coûts moyens de production à partir du charbon et des prix moyens à l'importation qui sont près du double des estimés obtenus dans les deux autres études considérées ici. De plus, ces estimés sont très élevés par rapport au prix moyen de l'électricité en Nouvelle-Angleterre.¹⁷ De telles différences amènent à remettre en question la validité des hypothèses posées, en particulier, celle qui a trait au taux d'escompte. L'étude demeure utile pour analyser les effets de la réforme fiscale américaine de 1986. Cette réforme fiscale améliore la position d'une nouvelle centrale au charbon par rapport à l'importation, mais de façon très marginale, soit de l'ordre de 5 %.

16. CLIFFORD, *op. cit.*

17. 8.7 ¢ US/kWh en 1985.

L'étude du US Department of Energy nous renseigne surtout sur les coûts de développement des sites hydroélectriques par ordre croissant et leur position par rapport à une nouvelle usine au charbon. Selon les estimations présentées, il existerait au Québec un ensemble de sites non développés qui pourraient fournir de l'électricité sur le marché de Boston et de New York à des coûts concurrentiels, c'est-à-dire, avec un avantage d'environ 1 à 2 ¢ kWh en \$ US de 1985. Les ressources hydroélectriques non développées pourraient générer environ 180 TWh par an. C'est considérable par rapport au volume actuel d'exportation et par rapport à ceux indiqués dans le plan de développement d'Hydro-Québec.¹⁸

L'étude de Lee *et al.* s'avère la plus précise en ce qui regarde l'évaluation des bénéfices réalisés à partir des contrats en cours. Cependant, elle informe peu sur les bénéfices attendus des contrats de long terme qu'Hydro-Québec s'appête à signer avec ses voisins du Sud.

IV – Conclusion

L'objectif visé dans ce rapport de recherche était de présenter certaines évaluations des bénéfices américains reliés aux importations d'électricité à partir du Québec, tels que perçus à travers certaines études américaines sur le sujet. Globalement, il en ressort que ces exportations sont concurrentielles par rapport à la génération issue d'une nouvelle centrale au charbon. Cette conclusion demeure acquise pour un ensemble d'hypothèses posées à l'égard de certains paramètres clés pour de telles comparaisons. Les estimations du niveau des bénéfices peuvent varier de façon significative selon les hypothèses retenues.

18. Hydro-Québec (février 1988).