

Cet article présente les résultats de deux simulations portant sur le plan de développement d'Hydro-Québec déposé en mars 1990. Malgré le fait que les deux scénarios reposent sur les mêmes hypothèses macroéconomiques, le scénario endogène donne un taux de croissance de la demande de 2.5% de 1990 à 2010 alors qu'Hydro-Québec prévoit un taux légèrement inférieur, soit 2.0%. Cette divergence se traduit par un écart de 23 TWh ou 12% en l'an 2010. Afin de répondre à cette hausse de la demande, Hydro-Québec devra augmenter sa production de 25 TWh et la pointe de la production sera supérieure de 4 749 MW. La satisfaction de cette nouvelle demande entraînera un retardement des équipements de production. Comme Hydro-Québec ne dévoile que peu d'information au sujet des augmentations de prix, le modèle CAN-REM en permet une certaine évaluation. Ainsi, dans la première sous-période de 1990 à 2000, les deux scénarios produisent des augmentations du même ordre, soit 6.4% pour le scénario exogène et 6.2% pour le scénario endogène. Cependant, les retards nécessaires à partir de l'an 2007 entraînent des pressions sur le prix de l'électricité entre 2000 et 2010, et il en résulte un taux de croissance de 5.4% pour le scénario endogène comparativement à 4.2% pour le scénario exogène. Enfin, les simulations font ressortir les pressions que subissent les critères financiers en période d'investissements accélérés; le taux de capitalisation demeure particulièrement restrictif. Une analyse de sensibilité nous montre le rôle joué par le niveau du prix de l'électricité, le taux d'intérêt et le taux de change sur l'évolution temporelle du bénéfice net et du prix de l'électricité.

This paper presents an analysis of Hydro-Québec's development plan as released in March 1990. Although the endogenous simulation produced here is based on the same macroeconomic assumptions as Hydro-Québec's own demand forecast, it yields an average annual growth in electricity demand from 1990 to 2010 of 2.5% instead of Hydro-Québec's 2.0%. This translates into an increased demand of 23 TWh, or 12%, relative to Hydro-Québec's forecast by the year 2010. To satisfy this demand, electricity generation would have to be increased by 25 TWh and peak production capacity by 4 749 MW. Hydro-Québec would have to bring new generating capacity into production faster than is currently planned. Since Hydro-Québec does not reveal much information about electricity price increases, the CANREM model is used to assess the financial outcomes associated with both scenarios. In the first sub-period (1990-2000), the two simulations yield similar electricity price increases, 6.4% for the exogenous scenario and 6.2% for the endogenous scenario. Inflation averages 5.2% a year. However, over the period 2000-2010, the revised schedule of new hydroelectric development required to meet the increased electricity demand results in an annual rate of growth in electricity prices of 5.4% in the endogenous scenario, as compared to 4.2% in the scenario in which endogenous energy demand effects are not considered. Both simulations show that Hydro-Québec would find it difficult to reach the target 25% capitalization ratio during several years of this plan. Finally, a sensitivity analysis examines the effects on net income and the electricity price path of changes in the 1995 electricity price, interest rates, and the exchange rate.

Jean-Thomas Bernard est directeur et Danny Bélanger est professionnel de recherche au Groupe de recherche en économie de l'énergie et des ressources naturelles, Département d'économique, Université Laval, Québec. Les auteurs remercient le CRSH et le FCAR, ministère de l'éducation du Québec, pour leur aide financière.

Demande d'électricité et développement des installations au Québec de 1990 à 2010

DANNY BÉLANGER et
JEAN-THOMAS BERNARD

1. Introduction

Depuis 1984, les ventes d'électricité régulière au Québec affichent des taux de croissance annuels qui varient entre 6% et 8%.¹ Cependant, le taux moyen de croissance pour la décennie se situe à un niveau inférieur, soit 4.6%, dû surtout à la récession de 1982 qui a entraîné une chute de la demande. Dans le plan de développement déposé en mars 1990, Hydro-Québec prévoit un accroissement soutenu de la demande d'électricité au Québec entre 1991 et 1993 de l'ordre de 4%, suivi d'un ralentissement graduel causé en partie par l'instauration des mesures de gestion de la demande pour conduire à un taux de croissance annuel moyen de 2.9% entre 1990 et 2000.

Du côté du marché de l'exportation, Hydro-Québec réitère encore une fois son désir d'exporter 3 500 MW d'électricité garantie au-delà de l'an 2000. Afin de répondre à la demande intra-provinciale ainsi qu'à ses engagements extra-provinciaux, Hydro-Québec entend améliorer et développer ses installations de sorte que pour la période de 1990 à 2000, les investissements totaliseront environ 72 milliards \$

1/ Voir le tableau 1.

dont plus de 50% seront affectés à la production. La capacité de production à la disposition d'Hydro-Québec devrait passer de 25 658 MW en 1990 à 36 962 MW en 2000, soit un ajout de 11 304 MW.

L'objet de cet article est de présenter les principaux résultats obtenus des simulations effectuées à l'aide du modèle CANREM afin d'analyser le plan de développement d'Hydro-Québec déposé en mars 1990. Deux scénarios portant sur les deux prochaines décennies sont considérés. Dans un premier cas, nous regardons les implications financières associées au développement des installations nécessaires à la satisfaction de la demande telle que prévue par Hydro-Québec. Ceci constitue le scénario dit exogène, en ce sens que la demande d'électricité anticipée par Hydro-Québec est considérée comme donnée. Dans le second cas, le module de demande d'énergie du modèle CANREM est utilisé pour obtenir une prévision de la demande d'électricité qui repose sur les mêmes hypothèses macroéconomiques sous-jacentes au scénario exogène mais qui en plus prend en considération le lien qui existe entre la demande et son prix; il s'agit du scénario endogène. Dans ce cas-ci, nous regardons à la fois l'impact sur la demande d'électricité et les implications financières.

La présentation procède comme suit. La première section trace un bilan des ventes d'électricité d'Hydro-Québec tant internes qu'externes depuis 1980. La seconde section propose un survol des principales composantes du modèle CANREM, outil d'analyse du plan de développement d'Hydro-Québec. Finalement, la troisième section renferme une analyse comparée des deux scénarios qui se distinguent l'un de l'autre par la prise en compte de l'interaction du prix et de la quantité demandée. La principale différence entre ceux-ci est la suivante: la demande prévue d'électricité ainsi que son prix sont plus élevés dans le scénario endogène que dans le scénario exogène; la demande d'électricité bien que tempérée par l'accroissement du prix est supérieure de 23 TWh dans le scénario avec ajustement de prix et elle entraîne un devancement de certaines installa-

tions à partir de l'an 2007. Cependant, pour les deux scénarios, l'accélération des investissements proposés pour les années 1990 cause une détérioration marquée du taux de capitalisation dans la première moitié de cette décennie. Une analyse de sensibilité souligne le rôle joué par le niveau du prix de l'électricité, le taux d'intérêt et le taux de change sur l'évolution temporelle du bénéfice net et du prix de l'électricité.

2. Ventes d'électricité durant les années 1980

Cette section contient un bilan très succinct des ventes d'électricité par Hydro-Québec depuis 1980. Le tableau 1 montre certaines dimensions de ces ventes. Les effets néfastes de la récession de 1982 sur les ventes d'électricité régulière au Québec sont faciles à observer: un ralentissement en 1981 suivi d'une chute en 1982 et d'une légère reprise en 1983. Par contre, depuis 1984 la croissance soutenue des ventes d'électricité régulière au Québec excède 6% sur une base annuelle. Les ventes d'électricité régulière aux autres provinces sont demeurées relativement stables, gravitant autour de 3 ou 4 TWh tandis que celles dirigées vers les États-Unis sont passées d'environ 3 TWh au début des années 1980 pour atteindre 5 TWh à la fin de la décennie.

Le début des années 1980 marquait le parachèvement des travaux de la Phase I de la Baie James, projet ayant débuté en 1973 et ajoutant 10 283 MW de capacité de production dont les mises en service s'échelonnèrent de 1979 à 1986. Cette augmentation de la capacité en conjonction avec la récession de 1982 entraîna des surplus d'électricité dont une partie fut écoulée sur les marchés excédentaires intra-provincial et extra-provincial.² Sur le marché intra-provincial, le programme d'électrification des chaudières industrielles fut le principal canal pour l'écoulement des surplus.³ D'un autre côté, la

2/ Notons que de 1981 à 1989, Hydro-Québec déversa environ 47.9 TWh.

3/ Ce programme débuta en 1983.

Tableau 1: Ventes d'électricité par Hydro-Québec de 1980 à 1989 (Gwh)

Année	Québec		Autres provinces		États-Unis		Total
	régulière	excédentaire	régulière	excédentaire	régulière	excédentaire	
1980	84 736	1 825	3 242	6 100	3 306	4 796	104 005
1981	85 807	2 650	2 490	7 666	3 236	5 081	106 930
1982	83 541	2 157	2 687	6 658	3 068	5 467	103 578
1983	85 141	2 990	3 639	5 673	3 063	7 162	107 668
1984	91 022	9 911	3 219	8 424	3 080	8 159	123 815
1985	97 641	12 105	3 422	11 187	3 476	6 108	133 939
1986	103 537	13 652	2 923	11 388	4 057	8 566	144 123
1987	110 413	13 740	2 703	9 649	5 610	10 807	152 922
1988	119 787	8 723	2 970	2 050	6 194	5 670	145 394
1989	127 548	306	3 925	90	4 905	796	137 570
taux de croissance annuel moyen							
1980-1989	4.6		2.1		4.5		3.2

Sources: Hydro-Québec *Historique financier et statistiques diverses* annuel.

percée du marché extra-provincial fut entreprise sur la base de remplacement des centrales thermiques au mazout. Le prix élevé du pétrole durant la première moitié de la décennie a d'ailleurs favorisé la pénétration de ce marché. Les ventes d'électricité excédentaire ont servi alors de mécanisme permettant d'établir l'équilibre entre l'offre et la demande et de rentabiliser les équipements de production.⁴ Cependant, comme il est possible de le constater au tableau 1, les ventes excédentaires ont chuté à la fin de 1987 suite à la faible hydraulité qui débuta en 1984 et aussi à une croissance soutenue de la demande.⁵ A la fin de la décennie 1980, Hydro-Québec s'est donc retrouvé avec d'une part une demande en expansion et d'autre part une déficience en énergie disponible.

Avant de passer à l'analyse du plan de développement prévu par Hydro-Québec pour rétablir l'équilibre, nous présentons à la prochaine section une brève introduction au modèle de simulation ayant servi à l'étude de ce plan de développement.

3. Survol du modèle CANREM

Cette section présente une vue générale du modèle de simulation CANREM.⁶ Sa structure reflète les caractéristiques économique, technique et institutionnelle des services d'électricité

canadiens.⁷ CANREM est un modèle descriptif

4/ Les ventes totales d'électricité excédentaire ont rapporté 4117 millions \$ entre 1980 et 1989.

5/ Hydro-Québec évalue à 91 TWh le déficit accumulé entre 1985 et 1989 (voir Hydro-Québec (1990a), p.48). En plus des pertes de revenus, la faible hydraulité a contribué à hausser les coûts par les achats d'électricité et par le fonctionnement de la centrale thermique de Tracy, de sorte qu'Hydro-Québec évalue à 511 millions \$ l'impact financier associé à la faible hydraulité (voir Hydro-Québec (1990a), p.116).

6/ Le modèle CANREM est une adaptation du modèle U.S. REM (voir Joskow et Baughman (1976)), réalisée conjointement par le Canadian Energy Research Institute (CERI) et le Conseil Economique du Canada (CEC) (voir CERI (Déc. 1983)). Cependant, à l'époque, un problème de disponibilité de données empêcha la création d'un modèle pour le Québec. Cette tâche fut entreprise subséquemment par J.-T. Bernard en collaboration avec quelques collègues (voir Bernard, Dupont et Thivierge (1986)). Le modèle a déjà été utilisé pour analyser certains plans de développement d'Hydro-Québec. Voir Bernard et Thivierge (1987) et Bélanger et Bernard (1989).

7/ Contrairement aux États-Unis, l'industrie canadienne d'électricité est caractérisée par une prédominance de propriété publique. En 1987, 86.5% de la capacité de production au Canada relevait du secteur public (Statistique Canada, #57-206, p.9) tandis qu'aux États-Unis, 76.0% de la capacité de production était détenue par le secteur privé en 1988 (Energy Information Administration (1988), Figure 2).

reliant de façon cohérente la demande d'énergie et d'électricité, le développement des installations électriques, les dépenses d'investissement et la détermination du prix de l'électricité. Malgré le fait que certaines parties du modèle soient basées sur l'hypothèse de minimisation des coûts, CANREM n'est cependant pas un modèle optimisant. A titre d'exemple, le choix des nouveaux équipements de production est incorporé au modèle d'après l'information fournie par Hydro-Québec. Le prix de l'électricité, déterminé par le module financier, est la variable clé qui lie les différentes parties du modèle. La figure 1 donne une vue d'ensemble des principales composantes du modèle CANREM et de leur interaction. Ces composantes principales sont la demande d'énergie et d'électricité, la production d'électricité et les finances.

Le module de demande d'énergie détermine la demande provinciale d'électricité. Une approche économétrique à deux niveaux soutient la modélisation de la demande d'électricité. Le module de demande d'énergie comprend quatre secteurs (résidentiel, commercial, industriel et éclairage de rue) et trois formes d'énergie (électricité, gaz naturel et les produits pétroliers).⁸

Au premier niveau, et pour chacun des secteurs considérés, les parts de marché de chacune des formes d'énergie retenues sont déterminées par les prix relatifs de ces dernières. Les parts de marché entrent alors comme poids dans la détermination du prix agrégé de l'énergie. Au second niveau, la demande d'énergie (mesurée en BTU) par secteur est fonction du prix de l'énergie déterminé au premier niveau, d'une mesure de l'activité économique du secteur ainsi que d'autres variables comme la population et la température. Enfin, la demande provinciale d'électricité est obtenue par la somme des demandes d'électricité propres à chacun des secteurs.⁹

Enfin, le tableau 2 montre les élasticités-prix de court terme (1 an) et de long terme (17 ans) qui sont incorporées dans le modèle. On remarque ainsi que la demande d'énergie est très inélastique à court terme de même qu'à long

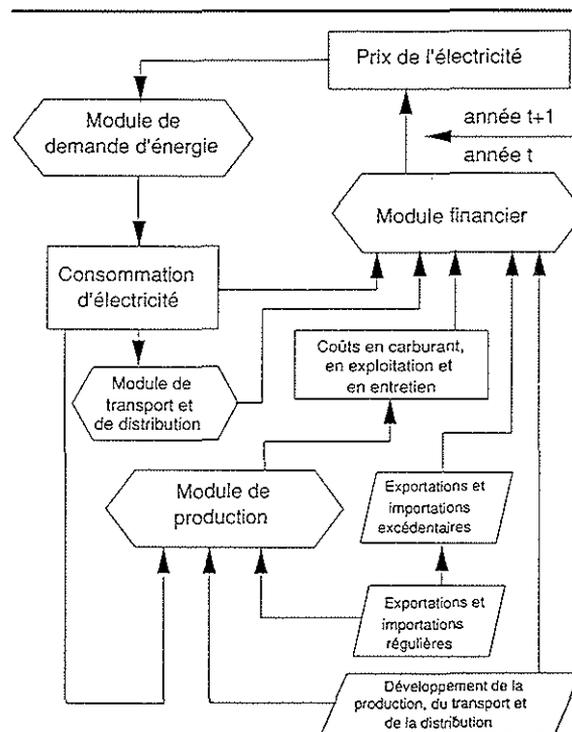


Figure 1 : Vue générale du modèle CANREM

terme étant donné qu'aucune élasticité-prix n'est supérieure à un en valeur absolue. De plus, une différence assez prononcée entre les élasticités-prix de court terme et de long terme indique un processus d'ajustement relativement lent. Enfin, notons que l'élasticité-revenu est tout près de l'unité.

Une fois la demande d'électricité déterminée, elle est transférée au module de production à l'intérieur duquel elle subit, dans un premier temps, certaines transformations: ajout des pertes dues au transport et à la distribution, soustraction de l'électricité associée au réseau isolé et enfin, addition des échanges nets d'électricité régulière. Cette phase conduit à la détermination de l'électricité qui doit être produ-

8/ Comme il sera décrit plus bas, des hypothèses spécifiques sous-tendent la modélisation de chacun des secteurs considérés.

9/ Cette structure est semblable à celle du modèle InterFuel Substitution Demand (IFSD), d'Énergie, Mines et Ressources Canada (voir Sahi et Erdmann (1980)).

Tableau 2: Élasticités-prix de court terme et de long terme*

Formes d'énergie	Effet sur la demande d'une croissance de 1% sur les prix de:							
	énergie totale		électricité		gaz naturel		pétrole	
	C.T.	L.T.	C.T.	L.T.	C.T.	L.T.	C.T.	L.T.
énergie totale	-0.13	-0.37	-0.06	-0.11	-0.03	-0.12	-0.04	-0.13
électricité	-0.16	-0.37	-0.16	-0.57	-0.01	0.00	0.01	0.20
gaz naturel	-0.12	-0.37	-0.03	-0.04	-0.07	-0.33	-0.02	-0.01
pétrole	-0.11	-0.36	-0.02	0.25	-0.01	0.07	-0.08	-0.68

* court terme (C.T.) = 1 an et long terme (L.T.) = 17 ans.

Source: Canadian Energy Research Institute (1983), p. 43.

ite à l'intérieur du réseau intégré. Une répartition mensuelle de cette demande provinciale d'électricité permet la construction de la courbe de charge mensuelle attendue.¹⁰ Compte tenu de cette demande provinciale mensuelle d'électricité, le modèle détermine la séquence des équipements de production disponibles qui permettra la minimisation des coûts de production en considérant les charges d'exploitation et d'entretien, les coûts en combustible ainsi que les caractéristiques techniques des équipements de production (capacité, énergie disponible, entretien requis et efficacité). Parmi la panoplie des calculs effectués, on retrouve les mesures usuelles de fiabilité du réseau comme la marge de réserve et la probabilité de défaillance. Notons que des exportations d'électricité interruptible peuvent être allouées dans la mesure où la différence entre l'électricité disponible et la demande provinciale d'électricité excède une certaine réserve. Le modèle CANREM permet une description du parc d'équipement pouvant atteindre 17 types d'équipement de production différents. Cependant, la province de Québec se caractérise par les centrales hydroélectriques de base, les centrales hydroélectriques avec suréquipements, la centrale nucléaire Gentilly II, la centrale au mazout lourd de Tracy, les turbines à gaz et les génératrices au diesel du réseau isolé.¹¹

Une fois la production réalisée, les coûts de production ainsi que les dépenses d'investissement sont pris en compte pour déterminer le prix moyen de l'électricité vendue sur le marché provincial tout en respectant cer-

tains critères financiers, à savoir la couverture des intérêts, le taux de capitalisation, le taux de rendement sur l'avoir propre et le taux de rendement sur l'actif. Ce prix moyen est corrigé pour l'inflation et devient le prix moyen de l'électricité vendue sur le marché provincial de l'année suivante si une limite supérieure n'est pas atteinte. Ce prix moyen est alors transféré au module de demande et influence la demande d'électricité de la prochaine année. Notons qu'il est possible de considérer la demande d'électricité comme donnée (aspect exogène de la simulation). Dans ce cas particulier, le module financier détermine le prix moyen requis pour satisfaire un ou plusieurs critères financiers. Cependant, aucune interaction entre la demande d'électricité et son prix n'intervient.

Calibré à partir des données de l'année 1976, le modèle CANREM peut accommoder des simulations jusqu'en l'an 2015. La période historique de 1977 à 1989 a été utilisée comme base de performance du modèle et des ajustements ont été apportés afin de reproduire les données historiques.¹²

10/ Voir Vardi et Avi-Itzhak (1981).

11/ Notons qu'en 1989, les équipements de production d'Hydro-Québec était à 95% de type hydroélectrique (voir Hydro-Québec (1990a), p.48).

12/ Le modèle a également été utilisé pour effectuer des analyses de politique à l'égard des services publics d'électricité. Voir Bernard (1988) et Bernard et Thivierge (1988).

4. Prédiction de la demande et de la production d'électricité au Québec pour la période 1990-2010

Passons maintenant à la présentation et à l'analyse des résultats des deux simulations effectuées à l'aide du modèle CANREM au sujet de l'évolution de la demande québécoise d'électricité et de ses implications. Comme il fut indiqué plus haut, il est possible d'effectuer deux types d'analyse avec le modèle CANREM selon que la demande d'électricité est considérée comme exogène ou endogène. Dans la première simulation, le module de demande d'énergie est inactif. La demande d'électricité, puisée à même les documents fournis par Hydro-Québec, entre dans la simulation de façon exogène. Le modèle sert alors à déterminer le sentier du prix moyen de l'électricité requis pour satisfaire les critères financiers imposés dans le cadre d'analyse. Les critères retenus sont un taux de couverture des intérêts de 100% et un taux de capitalisation de 25%, reflétant ainsi les objectifs retenus par Hydro-Québec elle-même. De plus, nous imposons un plafond de 10% à l'augmentation annuelle du prix nominal moyen de l'électricité. Dans la seconde simulation, le module de demande d'énergie détermine la demande d'électricité compatible avec les hypothèses macroéconomiques (sous-jacentes au scénario exogène) et le prix moyen de l'électricité (établi à l'intérieur du module financier).

Tel que mentionné ci-haut, les deux scénarios reposent sur les mêmes hypothèses macroéconomiques. Le tableau 3 présente une synthèse des principales hypothèses macroéconomiques retenues par Hydro-Québec. Le taux d'inflation gravitera autour de 5.2% au cours de la période de simulation. La formation des ménages croîtra au taux annuel moyen de 1.3% entre 1990 et 2000, pour ralentir à 1.0% entre 2000 et 2010. Le prix réel du pétrole augmentera à un taux annuel moyen de 1.6% entre 1990 et 2000 et de 1.9% entre 2000 et 2010. Dans la première sous-période, le PIB réel croîtra au taux annuel moyen de 2.6% tandis que dans la seconde ce taux baissera à 2.1%. Finalement, les taux d'intérêt et de change se situeront autour

de 10.9% et 1.29 \$CAN/\$É-U, respectivement.

4.1 Scénario exogène

La deuxième colonne du tableau 4 reproduit la prédiction des ventes provinciales d'électricité pour la période de 1990 à 2010, présentée dans le plan de développement d'Hydro-Québec (1990 a). Ces ventes provinciales afficheront un taux de croissance annuel moyen de 2.9% de 1990 à 2000 et de 1.0% de 2000 à 2010, soit 2.0% pour l'ensemble de la période. Comme on a pu le constater au tableau 3, pour les mêmes sous-périodes, Hydro-Québec suppose que le PIB aura les taux de croissance annuels moyens suivants: 2.6%, 2.1% et 2.4% au total, respectivement. Hydro-Québec suppose donc une élasticité-revenu inférieure à l'unité. La production d'Hydro-Québec correspond à la somme des ventes provinciales, des échanges nets d'électricité (i.e. exportations moins importations) et des pertes dues au transport et à la distribution. Cette production prévue par Hydro-Québec croîtra au taux annuel moyen de 3.0% de 1990 à 2000, 1.4% de 2000 à 2010, soit 2.2% pour l'ensemble de la période. Les exportations d'électricité régulière passeront de 12 TWh en 1990 à 24 TWh en 2003, et se maintiendront à ce niveau jusqu'à la fin de la période.¹³ Les importations d'électricité régulière resteront stables autour de 36 TWh.¹⁴ L'électricité disponible est définie comme étant la production effective de sources thermiques conventionnelles, nucléaire et hydroélectrique.¹⁵ Lorsque la différence entre l'électricité disponible et les ventes d'électricité régulière (incluant les échanges

13/ Ceci reflète le désir d'Hydro-Québec d'exporter 3500 MW d'électricité régulière au début des années 2000 avec un taux d'utilisation de 75%. Selon Hydro-Québec, cet objectif devrait être atteint autour de l'an 2003 comparativement.

14/ Les importations d'électricité régulière proviennent principalement des chutes Churchill et ce, en vertu d'un contrat de 65 ans effectif depuis le milieu des années 1970.

15/ En 1989, 94.5% de la production d'Hydro-Québec fut de source hydraulique (voir Hydro-Québec, Historique financier et statistiques diverses, annuel).

Tableau 3: Principales variables macroéconomiques

Période	Inflation	Ménages	Prix du pétrole	PIB réel	Taux d'intérêt*	Taux de change* (\$CAN/\$É.U)
1990-2000	5.2	1.3	1.6	2.6	10.8	1.29
2000-2010	5.2	1.0	1.9	2.1	11.0	1.30
1990-2010	5.2	1.2	1.8	2.4	10.9	1.29

* taux moyen sur la période.

Sources: Hydro-Québec (1990a); (1990b).

Tableau 4: Scénario exogène: demande et production d'électricité

Année	Ventes provinciales	Export. régul.	Import. régul.	Production d'H-Q	Électricité disponible	Pointe de la production	Capacité installée	Excédent de capacité	Électricité libre
	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(MW)	(MW)	(%)	(TWh)
1989	130	9	24	131	136	23 499	25 727	9	7
1990	129	12	28	129	134	24 689	26 290	6	9
1991	137	13	37	130	138	23 418	27 359	17	8
1992	142	13	36	136	143	24 700	28 705	16	8
1993	149	12	36	142	147	25 410	29 677	17	5
1994	151	12	36	144	151	25 866	31 220	21	7
1995	154	12	35	149	157	26 974	32 155	19	8
1996	158	15	35	156	162	27 461	33 405	22	6
1997	162	16	36	160	165	27 963	33 705	21	5
1998	164	16	36	163	168	28 572	34 892	22	5
1999	168	19	36	170	175	29 429	36 135	23	5
2000	172	19	36	174	180	29 932	37 565	26	6
2001	174	19	36	176	185	30 406	38 545	27	6
2002	176	22	36	181	190	30 864	39 850	29	6
2003	177	24	36	185	195	31 339	40 765	30	6
2004	179	24	36	187	198	31 784	41 430	30	6
2005	181	24	36	189	200	32 269	41 910	30	6
2006	183	24	36	192	202	32 716	42 230	29	6
2007	185	24	36	194	204	33 104	42 550	29	6
2008	187	24	36	196	206	33 496	42 915	28	6
2009	188	24	36	198	208	33 890	43 280	28	6
2010	190	24	36	200	210	34 289	43 680	27	6

Taux de croissance annuel moyen (%):

1990-2000	2.9	4.7	2.5	3.0	3.0	1.9	3.6	—	—
2000-2010	1.0	2.4	0.0	1.4	1.6	1.4	1.5	—	—
1990-2010	2.0	3.5	1.3	2.2	2.3	1.7	2.6	—	—

Note: Des ventes d'électricité excédentaire totalisant 40.1 TWh ont été allouées entre 2000 et 2010.

Sources: Hydro-Québec (1990) pour les colonnes 2, 3, 4, 5 et 8 du tableau ci-dessus; Résultats du modèle CANREM pour les autres colonnes.

nettes) dépassent une certaine réserve, il est alors possible de diriger cet excédent vers le marché d'exportation excédentaire. Ainsi, des ventes d'électricité excédentaire totalisant 40.1 TWh ont été allouées entre 2000 et 2010, étant donné que le taux de croissance de l'électricité disponible au cours de la deuxième sous-période est supérieur au taux de croissance de la demande provinciale.

La pointe de la production est définie comme la pointe annuelle une fois que la courbe de charge a été ajustée pour tenir compte des échanges d'électricité régulière. Pour la période de simulation, la pointe de la production croît moins rapidement que la production elle-même (1.7% contre 2.2%), conduisant ainsi à une amélioration du facteur d'utilisation. La capacité installée est tirée directement du plan de développement d'Hydro-Québec.¹⁶ L'excédent de capacité fournit une mesure de l'accroissement maximal de la pointe que le réseau pourrait supporter sans que ne survienne une coupure de la charge. On remarque que l'excédent de capacité augmentera au cours des années 1990 pour atteindre environ 30% durant les années 2000.¹⁷ L'électricité libre est définie comme la différence entre l'électricité disponible et la production d'Hydro-Québec (une fois que cette dernière ait été ajustée pour tenir compte des échanges nets d'électricité excédentaire). Cette marge se situe à 6 TWh après la prise en compte des exportations d'électricité excédentaire à partir de l'an 2000.

Après avoir passé en revue les principales caractéristiques des prévisions de la demande et de la production d'électricité de la part d'Hydro-Québec, nous nous attardons à l'impact financier relié à ce scénario. Hormis les toutes premières années de prévision, Hydro-Québec fournit très peu d'information à ce sujet. Les résultats financiers présentés pour ce scénario proviennent donc du module financier du modèle CANREM. Nous avons considéré, lors des simulations, deux critères financiers qui sont d'un intérêt particulier pour Hydro-Québec. Il s'agit d'une couverture des intérêts de 100% et d'un taux de capitalisation de 25%. Le tableau 5 nous fournit les principaux résultats financiers du scénario exogène. Le critère de couverture des intérêts est

satisfait à toutes les années à l'exception de l'an 2008. Cependant, le taux de capitalisation se détériorera graduellement jusqu'en 1994 pour remonter autour de l'objectif de 25% par la suite. Il n'en reste pas moins que l'accélération des investissements entraîne des pressions très fortes sur les critères financiers d'Hydro-Québec et plus particulièrement sur le taux de capitalisation. Comme conséquence de ces difficultés, nous avons comme résultat qu'aucun dividende ne sera versé au gouvernement du Québec durant la période 1990-1995 et des paiements irréguliers suivront par la suite. Dans la première sous-période, le prix moyen de l'électricité croîtra au rythme de 6.4% par année alors que le taux d'inflation sera de 5.2%; il en résultera une croissance réelle d'environ 1.2%. Cependant, dans la seconde sous-période, une chute en terme réel est prévue étant donné une croissance du prix nominal de l'électricité de 4.2%. Le taux de rendement sur l'avoir propre s'améliorera durant les années 1990 pour se détériorer au début de la prochaine décennie. Finalement, il faut noter que le plafond d'augmentation du prix moyen de l'électricité fixé à 10% est atteint entre 1993 et 1995.

4.2 Scénario endogène

Contrairement au scénario exogène, le scénario endogène prend en compte la relation qui existe entre la demande d'électricité et son prix. Rappelons que dans le scénario exogène la demande est empruntée directement d'Hydro-Québec et que le prix, tel que déterminé par le module financier, n'influence nullement cette demande. Dans le scénario endogène, la demande d'électricité, déterminée par le module de demande d'énergie, est compatible avec les hypothèses macroéconomiques contenues dans

16/ Voir le tableau 7 pour un résumé des principales mises en service des scénarios exogène et endogène.

17/ Il est à noter que l'année 1990 fut critique malgré le fait qu'un premier groupe d'une puissance de 532 MW du suréquipement à la centrale MANIC 5 soit entré en service en 1989 et qu'un second groupe de cette même puissance suivit en février 1990.

Tableau 5: Scénario exogène: résultats financiers

Année	Taux de rendement (%)	Couverture des intérêts (%)	Taux de Capitalisation (%)	Prix moyen de l'électricité (\$/MWh)	Bénéfice net (millions\$)	Dividendes (millions\$)
1989	7.2	108.0	25.8	40.64	578	182
1990	4.9	100.4	24.6	43.55	411	0
1991	10.0	112.6	24.3	46.33	891	0
1992	11.4	111.5	24.2	49.01	1 112	0
1993	12.9	111.2	23.5	53.92	1 405	0
1994	10.7	109.0	23.6	59.31	1 317	0
1995	12.8	120.3	24.7	65.24	1 739	0
1996	13.8	129.0	25.0	70.24	2 110	617
1997	12.3	116.8	25.0	70.24	2 065	504
1998	7.2	103.6	24.7	70.61	1 332	0
1999	9.9	108.7	24.9	76.12	1 947	0
2000	11.6	113.4	25.0	80.83	2 520	632
2001	9.2	109.1	25.1	81.16	2 176	559
2002	3.8	101.0	25.0	81.21	955	46
2003	4.1	102.2	25.0	85.17	1 068	0
2004	4.7	104.6	25.0	89.80	1 279	203
2005	3.8	103.1	25.0	93.28	1 082	0
2006	4.8	102.9	25.0	98.55	1 401	0
2007	5.4	102.2	25.0	103.74	1 665	176
2008	2.8	98.3	24.8	107.79	897	0
2009	3.5	100.9	24.9	114.91	1 165	0
2010	4.2	103.8	25.0	121.91	1 435	341

Taux de croissance annuel moyen (%):

1990-2000	6.4
2000-2010	4.2
1990-2010	5.3

Source: modèle CANREM.

le scénario exogène. Les échanges d'électricité régulière demeurent les mêmes que pour le scénario exogène tandis que les exportations d'électricité excédentaires sont ajustées selon la disponibilité de l'électricité. Le tableau 6 montre les principaux résultats de l'application du modèle CANREM concernant la demande et la production d'électricité pour ce deuxième scénario. Il peut être observé que le taux de croissance annuel de la demande provinciale d'électricité sera de 2.5% de 1990 à 2010 comparativement à 2.0% pour la même période dans le cas du scénario exogène. Ainsi, cette différence dans les taux de croissance entraînera un écart de 23 TWh ou 12% en l'an 2010.¹⁸ Afin de répondre à cette hausse de la demande, Hydro-

Québec devra augmenter sa production de 25 TWh et la pointe de la production sera supérieure de 4 749 MW. La satisfaction de cette nouvelle demande entraînera un devancement des équipements de production. Le tableau 7 présente les deux plans de mise en service des nouveaux équipements de production. Selon le deuxième scénario, il y aura un devancement de la mise en service des complexes As-huapmushuan et NBR à partir de l'an 2007 ainsi

18/ Une partie de l'écart peut être attribuable au fait qu'Hydro-Québec inclut des mesures d'économie d'énergie lors de l'établissement de ses prévisions. Selon Hydro-Québec, ces mesures devraient permettre une réduction de la demande de l'ordre de 12.9 TWh d'ici la fin des années 1990 (voir Hydro-Québec (1990a), p.41).

Tableau 6: Scénario endogène: demande et production d'électricité

Année	Ventes provinciales (TWh)	Export. régul. (TWh)	Import. régul. (TWh)	Production d'H-Q (TWh)	Électricité disponible (TWh)	Pointe de la production (MW)	Capacité installée (MW)	Excédent de capacité (%)	Électricité libre (TWh)
1989	130	9	24	131	136	23 497	25 727	9	7
1990	129	12	28	129	134	24 708	26 290	6	9
1991	137	13	37	130	138	23 498	27 359	16	8
1992	141	13	36	134	143	24 380	28 705	18	9
1993	143	12	36	137	145	24 341	29 677	22	8
1994	146	12	36	139	150	24 902	31 220	25	6
1995	148	12	35	143	156	25 818	32 155	25	6
1996	151	15	35	149	160	26 018	33 405	28	5
1997	156	16	36	153	162	26 678	33 705	26	4
1998	161	16	36	159	166	27 855	34 892	25	4
1999	165	19	36	167	173	28 687	36 135	26	5
2000	169	19	36	170	179	29 313	37 565	28	6
2001	174	19	36	177	185	30 484	38 545	26	8
2002	179	22	36	185	192	31 670	39 850	26	6
2003	183	24	36	192	198	32 633	40 765	25	6
2004	187	24	36	196	202	33 404	41 430	24	6
2005	190	24	36	200	205	34 219	41 910	22	5
2006	194	24	36	204	208	35 002	42 230	21	4
2007	199	24	36	209	212	36 002	43 280	20	3
2008	203	24	36	214	217	36 989	43 952	19	3
2009	208	24	36	219	222	37 967	44 904	18	3
2010	213	24	36	225	228	39 038	45 704	17	3

Taux de croissance annuel moyen (%):									
1990-2000	2.7	4.7	2.5	2.8	2.9	1.7	3.6	—	—
2000-2010	2.3	2.4	0.0	2.8	2.4	2.9	2.0	—	—
1990-2010	2.5	3.5	1.3	2.8	2.7	2.3	2.8	—	—

Note: Des ventes d'électricité excédentaire totalisant 31.6 TWh ont été allouées entre 1994 et 2000.

Source: modèle CANREM.

que l'aménagement du projet Haut St-Maurice. Cela implique évidemment une accélération du programme d'investissement.

Quelles sont les implications financières du scénario endogène? Le tableau 8 présente les principaux résultats. Comme dans le scénario précédent, le taux de capitalisation est le critère financier le plus difficile à satisfaire. Le prix moyen des ventes provinciales d'électricité augmentera au taux annuel de 5.8% sur l'ensemble de la période de simulation, représentant une augmentation annuelle de 0.6% en terme réel. Cette augmentation du prix réel de l'électricité freinera en partie la croissance de la demande. La

pression exercée sur le prix moyen de l'électricité suite au devancement des installations à partir de l'an 2007, entraîne un taux de croissance de prix de l'ordre de 5.4% pour la seconde sous-période comparativement à 4.2% pour le scénario exogène. Les paiements de dividendes sont inférieurs dans le scénario endogène relativement au scénario exogène au cours de la seconde sous-période. Ce résultat est dû au développement plus accéléré des installations hydroélectriques, entraînant un besoin de financement accru qui crée ainsi des pressions plus fortes sur les critères financiers.

Tableau 7: Développement des équipements de production de 1990 à 2010

Site	scénario exogène		scénario endogène		les deux scénarios
	capacité (MW)	année	capacité (MW)	année	énergie (TWh)
1. Site hydroélectrique					
Manic 5 PA	1 056	1989-1990	1 056	1989-1990	0.0
LG 2A	1 900	1991-1992	1 900	1991-1992	1.3
Brisay	380	1993	380	1993	2.3
Laforge 1	820	1994	820	1994	4.5
LG 1	1 310	1994-1995	1 310	1994-1995	7.3
Laforge 2	270	1995	270	1995	1.7
Eastmain 1	470	1996	470	1996	2.7
Manic 3-2-1 (suréquipement)	1 120	1996-1997-2001	1 120	1996-1997-2001	0.0
Ste-Marguerite	800	2000	800	2000	4.1
Grande-Baleine 1	1 187	1998	1 187	1998	6.3
Grande-Baleine 2	1 243	1999	1 243	1999	6.5
Grande-Baleine 3	630	2000	630	2000	3.3
NBR	6 012	2001-2013			27.1
NBR			8 400	2001-2014	45.3
Ashuapmushuan	730	2008-2009	730	2007	3.5
Haut St-Maurice			684	2014-2015	3.3
2. Centrale thermique: turbine à gaz					
Turbine à gaz	325	1992	325	1992	*
Turbine à gaz	525	1993	525	1993	*
Turbine à gaz	200	1996	200	1996	*

Source: modèle CANREM.

* production selon les besoins.

5. Analyse de sensibilité

Dans cette section, nous utilisons le modèle CANREM pour analyser la sensibilité du bénéfice net et du prix moyen de l'électricité à des variations de prix, de taux d'intérêt et de taux de change.¹⁹ Notre exercice porte principalement sur l'aspect endogène des simulations de façon à prendre en considération les changements dans la demande d'électricité qui surviendraient à la suite de changements dans le prix moyen de l'électricité. Nous avons appliqué tour à tour en l'an 1995,²⁰ une augmentation du prix de l'électricité de 1%, une hausse des taux d'intérêt

19/ Hydro-Québec souligne dans son plan de développement qu'une autre année de faible hydraulicité pourrait causer une réduction dans les bénéfices nets de l'ordre de 270 millions \$ alors qu'une forte hydraulicité contribuerait à les hausser de 30 millions \$ (voir Hydro-Québec (1990a), p.134). Malheureusement, nous n'avons pas étudié cet aspect.

20/ L'année 1995 est retenue comme base des changements analysés simplement parce qu'au cours des années subséquentes, les résultats obtenus dans le scénario endogène de base sont tels que le prix moyen de l'électricité n'atteint pas la limite supérieure de 10% imposée aux augmentations de prix. Ceci permet donc de voir comment le prix et la demande d'électricité sont influencés par le changement considéré.

Tableau 8: Scénario endogène: résultats financiers

Année	Taux de rendement (%)	Couverture des intérêts (%)	Taux de Capitalisation (%)	Prix moyen de l'électricité (\$/MWh)	Bénéfice net (millions\$)	Dividendes (millions\$)
1989	7.2	108.0	25.8	40.64	578	182
1990	4.8	100.4	24.6	43.55	411	0
1991	10.2	112.9	24.3	46.33	902	0
1992	11.0	110.5	24.1	49.01	1 076	0
1993	12.2	109.3	23.3	53.92	1 327	0
1994	11.9	111.8	23.7	59.31	1 445	0
1995	13.8	123.1	24.9	65.24	1 880	0
1996	13.1	127.7	25.0	69.05	2 037	726
1997	12.8	118.2	25.0	69.05	2 151	601
1998	7.0	102.8	24.7	69.05	1 279	0
1999	10.2	109.5	24.9	74.92	2 003	0
2000	11.3	112.4	25.0	79.60	2 443	545
2001	8.0	105.4	25.1	80.35	1 878	335
2002	3.1	98.3	24.7	82.17	768	0
2003	4.7	102.5	24.6	89.07	1 221	0
2004	7.2	107.9	24.7	97.14	1 941	0
2005	8.2	108.9	24.9	104.46	2 373	0
2006	9.5	106.9	25.0	110.86	2 971	376
2007	6.5	101.3	24.9	114.58	2 203	0
2008	6.2	100.6	25.0	121.20	2 238	0
2009	4.8	101.2	25.0	127.86	1 851	86
2010	4.0	102.0	25.0	134.07	1 618	137

Taux de croissance annuel moyen (%):

1990-2000	6.2
2000-2010	5.4
1990-2010	5.8

Source: modèle CANREM.

d'un point en pourcentage et finalement, une appréciation du dollar canadien de 0.01 \$ É-U. Le tableau 9 montre les principaux résultats obtenus.

L'augmentation du prix de l'électricité de 1% en 1995 entraîne une faible chute de la demande d'électricité (environ 0.1%). Un prix plus élevé et une demande quasi identique conduit à une hausse du bénéfice net de l'ordre de 86 millions \$ (ou 4.6%). En retour, cette augmentation du bénéfice net améliore quelque peu les critères de couverture des intérêts et de taux de capitalisation. Au cours des années suivantes, le prix de l'électricité augmente moins rapidement que dans le scénario endogène de base, de sorte que l'on retrouve le même niveau de prix vers l'an

2000. Comme la demande à cette époque est un peu plus faible que celle du scénario endogène de base, les revenus tirés de ces ventes sont moindres et un bénéfice net très légèrement inférieur est obtenu (une différence de 14 millions \$ par rapport au scénario endogène de base). On remarque que le mécanisme de détermination du prix de l'électricité combiné aux critères financiers considérés produit un effet d'oscillation dans les résultats avant de retourner à un équilibre.

Passons maintenant aux résultats obtenus dans le cas où les taux d'intérêt augmentent subitement d'un point en pourcentage en 1995 pour revenir à leur niveau initial par la suite. Au premier abord, il peut sembler paradoxal que cet

Tableau 9: Analyse de sensibilité

année	scénario endogène	Effet sur le prix moyen de l'électricité d'une variation de (\$/MWh):						
		prix (\$/MWh)	prix		taux intérêt		taux change	
			niveau	écart	niveau	écart	niveau	écart
1995	65.24	65.89	0.65	65.24	0.00	65.24	0.00	
1996	69.05	69.12	0.07	68.87	-0.18	68.66	-0.39	
1997	69.05	69.12	0.07	68.87	-0.18	68.66	-0.39	
1998	69.05	69.12	0.07	68.95	-0.10	68.66	-0.39	
1999	74.92	74.92	0.00	75.31	0.39	74.94	0.02	
2000	79.60	79.51	-0.09	80.45	0.85	80.05	0.45	
2001	80.35	80.26	-0.09	81.18	0.83	80.82	0.47	
2002	82.17	82.16	-0.01	82.39	0.22	82.16	-0.01	
2003	89.07	89.09	0.02	89.09	0.02	88.94	-0.13	
2004	97.14	97.16	0.02	97.19	0.05	97.02	-0.12	
2005	104.46	104.46	0.00	104.75	0.29	104.48	0.02	

année	scénario endogène	Effet sur le bénéfice net d'une variation de (millions \$):						
		bénéfice net (millions\$)	prix		taux intérêt		taux change	
			niveau	écart	niveau	écart	niveau	écart
1995	1 880	1 966	86	1 923	43	1 893	13	
1996	2 037	2 042	5	1 958	-79	1 981	-56	
1997	2 151	2 160	9	2 069	-82	2 095	-56	
1998	1 279	1 291	12	1 205	-74	1 215	-64	
1999	2 003	2 005	2	2 007	4	2 000	-3	
2000	2 443	2 429	-14	2 521	78	2 509	66	
2001	1 878	1 863	-15	1 985	107	1 961	83	
2002	768	768	0	777	9	768	0	
2003	1 221	1 224	3	1 179	-42	1 196	-25	
2004	1 941	1 945	4	1 905	-36	1 919	-22	
2005	2 373	2 374	1	2 380	7	2 373	0	

Source: modèle CANREM.

accroissement entraîne immédiatement une hausse des bénéfices nets de 43 millions \$ (ou 2.3%). Un changement dans les taux d'intérêt agit principalement sur le financement des activités d'Hydro-Québec. En période de forte construction, il est possible, comme c'est le cas ici, qu'une hausse des taux d'intérêt entraîne une augmentation des bénéfices nets dans la mesure où l'augmentation des charges dues à la capitalisation des frais d'intérêt durant la construction est supérieure à l'effet sur les intérêts

bruts. Cependant, cet aspect n'est que temporaire et le coût plus élevé du financement se répercute au cours des années suivantes à cause des obligations émises à taux plus élevées. Il est à noter qu'en 1995 aucune augmentation de prix n'a eu lieu par rapport au scénario endogène de base étant donné que le prix de 1995 fut déterminé l'année précédente. Pour l'année suivante, une augmentation plus faible du prix de l'électricité est requise à cause de l'augmentation du bénéfice net. Par la suite, ceci

conduit à un accroissement marginal de la demande, à une rentrée de fonds plus faible et à un bénéfice net inférieur à celui du scénario endogène de base. Encore une fois, un mouvement oscillatoire assez prononcé se manifeste sur le bénéfice net. Finalement, l'effet sur les critères financiers est très marginal.

Nous terminons cette section en présentant les résultats obtenus lorsque l'on considère une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Il en résulte une hausse des bénéfices nets de 13 millions \$ (ou 0.7%) en 1995. Le taux de change agit à la fois sur les revenus d'exportation qui diminuent ainsi que sur les dépenses de financement externe qui diminuent également. Une amélioration de la devise canadienne par rapport à la devise américaine entraîne des pertes de revenu provenant des exportations étant donné que les contrats d'exportation sont conclus en dollars américains. Le même raisonnement s'applique aux frais de financement externe. Encore une fois, un mouvement de pendule s'exerce sur le prix et le bénéfice net, la demande n'est cependant que très peu affectée. L'effet sur les intérêts bruts disparaît rapidement. Cependant, au niveau des pertes de change, les effets associés au financement externe de 1995 se font sentir tant que les obligations émises à cette époque ne sont pas complètement rachetées, à cause de la dépréciation subséquente du dollar canadien. Enfin, des modifications mineures apparaissent au niveau des critères financiers.

En résumé, une variation de prix entraîne des changements assez importants à court terme au niveau des bénéfices nets étant donné les revenus générés par les ventes provinciales d'électricité. Cependant, l'effet à long terme tend à disparaître assez rapidement. D'un autre côté, des variations de taux d'intérêt et de taux de change ont des effets qui se répercutent dans le temps à cause de leurs implications sur le financement des opérations ainsi qu'au niveau des revenus des contrats d'exportation à long terme. On remarque alors des mouvements d'oscillation dans le prix de l'électricité et le bénéfice net.

6. Conclusion

Dans cet article, nous avons présenté les résultats de deux simulations portant sur le plan de développement d'Hydro-Québec déposé en mars 1990. Malgré le fait que les deux scénarios reposent sur les mêmes hypothèses macroéconomiques, le scénario endogène donne un taux de croissance de la demande de 2.5% de 1990 à 2010 alors qu'Hydro-Québec prévoit un taux légèrement inférieur, soit 2.0%. Cette divergence se traduit par un écart de 23 TWh ou 12% en l'an 2010. Afin de répondre à cette hausse de la demande, Hydro-Québec devra augmenter sa production de 25 TWh et la pointe de la production sera supérieure de 4 749 MW. Pour rencontrer cette nouvelle demande, un devancement des équipements de production sera nécessaire à partir de l'an 2007.

Comme Hydro-Québec ne dévoile que peu d'information au sujet des augmentations futures de prix, le modèle CANREM en permet une certaine évaluation. Ainsi, dans la première sous-période, les deux scénarios produisent des augmentations comparables: 6.4% pour le scénario exogène contre 6.2% pour le scénario endogène. Cependant, les devancements nécessaires au cours de la deuxième sous-période entraînent des pressions sur le prix de l'électricité, d'où un taux de croissance de 5.4% comparativement à 4.2% dans le cas du scénario exogène. Enfin, les simulations font ressortir les pressions que subissent les critères financiers en période d'investissements accélérés; le taux de capitalisation demeure particulièrement restrictif. Le modèle permet d'analyser les effets temporels résultant de changements au niveau du prix de l'électricité, du taux d'intérêt et du taux de change.

Références

- Bélanger, D. et J.-T. Bernard (1989) 'Electricity Exports and Hydro-Québec's 1986-2000 Development Plan,' *The Energy Journal*, 10:1:139-147.
- Bernard, J.-T. (1988) 'United States Electricity Imports from Québec and the Fair Trade Issue,' *Canadian Public Administration/Administration publique du Canada*, 31:1:43-52.

- Bernard, J.-T., Dupont, P., et S. Thivierge (1986) 'CANREM: version québécoise', *cahier de recherche* (GREEN, Département d'économie, Université Laval) 86:17.
- Bernard, J.-T., et S. Thivierge (1987) 'The Development Plan of Hydro-Québec, 1985-2000: an Integrated Analysis,' dans D.O. Wood (ed.), *The Changing World Energy Economy*, Papers and Proceedings of the Eight Annual North American Conference (IAEE), mai, pp. 530-534.
- (1988) 'Les politiques fiscales et financières des services d'électricité: le cas du Québec,' *Canadian Public Policy/Analyse de Politiques*, 14:3:239-244.
- Canadian Energy Research Institute (1983) 'CANREM: A Regional Model of the Canadian Electric Power Industry,' Report for the Canadian Electrical Association, contract #224 G 347, Calgary, décembre.
- Energy Information Administration (1988) *Electric Power Annual 1988*, (Washington D.C.: Department of Energy).
- Hydro-Québec (1990a) *Proposition de Plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992*, Horizon 1999, (Montréal: Hydro-Québec).
- (1990b) *Proposition de Plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992*, Horizon 1999. *La demande d'électricité au Québec*, (Montréal: Hydro-Québec).
- Historique financier et statistiques diverses*, annuel, (Montréal: Hydro-Québec).
- Joskow, P. L. et M. L. Baughman (1976) 'The Future of the U.S. Nuclear Energy Industry,' *The Bell Journal of Economics* 7:1:3-32.
- Sahi, R.K. et R. W. Erdmann (1980) 'A Policy Model of Canadian Interfuel Substitution Demand,' dans W.T. Ziemba et al. (eds.), *Energy Policy Modeling: United States and Canadian Experiences*, (Boston: Martinus Nijhoff Publishing Co.), vol. 1.
- Statistique Canada, *Statistique de l'énergie électrique* (annuel), vol. III, #57-206.
- Vardi, J. et B. Avi-Itzhak (1981) *Electric Energy Generation: Economics, Reliability, and Rates*, (Cambridge, Massachusetts: MIT Press).