
À l'automne 1992, Hydro-Québec a déposé son plan de développement pour la période 1992 à 2010; ce dépôt a été suivi de la présentation des engagements de performance pour les trois prochaines années. Dans ce texte, nous procédons à l'analyse de ce plan de développement à l'aide d'un modèle qui incorpore les principales caractéristiques institutionnelles de la détermination du niveau des tarifs d'électricité. Deux scénarios sont construits: un premier où la prévision de la demande d'électricité d'Hydro-Québec est incorporée comme telle et un second où la demande d'électricité réagit à son prix. Cette analyse comparative montre que la demande québécoise d'électricité devrait croître plus rapidement à l'horizon 2010 que le rythme prévu par Hydro-Québec. Ainsi, la demande pourrait être supérieure de 16 TWh en 2010, soit 8.6%. Cette augmentation plus rapide de la demande repose sur une chute du prix réel de l'électricité qui est elle-même causée par une baisse imposée du coût réel unitaire d'exploitation. C'est bien là le défi de la société d'État.

In November 1992, Hydro-Québec presented its development plan for the period 1992-2010 and shortly after introduced its 1993-1995 efficiency commitments. In this paper, we analyze this plan using a model that incorporates the main institutional features of electricity price setting. Two scenarios are constructed: the first incorporates Hydro-Québec's electricity demand forecast and the second allows electricity demand to respond to its price. A comparative analysis shows that electricity demand in the province should increase faster than forecast by Hydro-Québec until 2010. In fact, demand could exceed the predicted level by about 16 TWh, or 8.6%. This larger increase is due to a fall in the real price of electricity, itself caused by a government-imposed fall in the real unit-cost of the utility's operation. This last constraint is the real challenge faced by Hydro-Québec.

Jean-Thomas Bernard est directeur et Éric Genest-Laplante est professionnel de recherche au Groupe de Recherche en Économie de l'Énergie et des Ressources Naturelles, Département d'économique, Université Laval, Québec.

Nous remercions le CRSH et le FCAR pour leur support financier ainsi que l'éditeur associé pour ses recommandations. Nous demeurons seuls responsables des opinions émises.

Analyse du plan de développement d'Hydro-Québec 1992-2010

JEAN-THOMAS BERNARD
et ÉRIC GENEST-LAPLANTE

Introduction

À l'automne 1992, Hydro-Québec (1992a,b) a présenté ses prévisions de l'évolution de la demande d'électricité ainsi que son plan de développement pour la période 1992-2010. Ces documents de consultation publique ont été suivis en février 1993 par le dépôt des engagements précis de performance de la part d'Hydro-Québec (1993) pour la période plus immédiate de 1993 à 1995. Ces derniers documents ainsi que les mémoires reçus ont été analysés en mars 1993 par la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale du Québec qui a émis des recommandations à l'égard de l'ensemble du plan de développement de la société d'État et des hausses tarifaires. Suite à ces recommandations, le Lieutenant-gouverneur en Conseil a donné son approbation à des hausses tarifaires de l'électricité de 1.5% et de 1.0% pour les années 1993-94 et 1994-95. Ces augmentations sont particulièrement faibles lorsqu'elles sont comparées non seulement à celles demandées par Hydro-Québec, soit 2.3% et 2.7%, mais aussi à celles accordées au cours des trois dernières années, soit 7.5%, 7.0% et 3.5%.

Les dépenses d'investissement que cette société s'apprête à réaliser au cours des trois prochaines années, soit 4.3 milliards de dollars/an (Hydro-Québec, 1993), et durant la décennie de 1993 à 2002, soit 52.6 milliards de dollars au total (Hydro-Québec, 1992a), vont exercer des pressions à la hausse sur les tarifs puisque ces dépenses

feront leur apparition dans les coûts à travers l'amortissement du capital et les intérêts à payer. D'autre part, le gouvernement exige de sa société d'État qu'elle garde constantes à 1 950 millions de dollars ses dépenses nominales d'exploitation durant les années 1993, 1994 et 1995.¹ Ces deux facteurs exercent donc des effets opposés sur la progression des tarifs alors qu'Hydro-Québec vise à maintenir les critères financiers de couverture des intérêts de la dette et de capitalisation à un niveau raisonnable.² Il devient donc opportun de déterminer si les faibles hausses tarifaires accordées sont appropriées.

La prévision de l'évolution à long terme de la demande québécoise d'électricité est particulièrement difficile à réaliser à ce moment-ci: d'un côté, le pessimisme est de mise dans un contexte de faible croissance économique qui perdure; d'un autre côté, il y a l'expérience historique récente qui indique que la demande d'électricité régulière a crû à un rythme élevé au cours de la dernière décennie, soit 4.7% par année. De plus, se sont ajoutées des préoccupations plus pressantes à l'égard de l'environnement. Ces nouvelles préoccupations se manifestent à la fois du côté de la demande et du côté de l'offre d'électricité.³ Cependant il ne faut pas perdre de vue que dans le secteur de l'électricité, un horizon relativement long doit être considéré puisque les effets des interventions sur la demande sont lents à se manifester et qu'il peut s'écouler plusieurs années avant que des nouveaux moyens de production entrent en opération.

Il y a donc un besoin pour une analyse intégrée

1/ Voir Brodeur *et al.*, (1993). La nature de cette nouvelle contrainte ainsi que ses implications seront discutées ultérieurement. Rappelons que les salaires forment environ 75% des dépenses d'exploitation.

2/ Aucun dividende n'est versé au gouvernement du Québec si ces critères ne sont pas respectés. Voir LRQ, chapitre H-5, 'Loi sur Hydro-Québec.'

3/ Pour des précisions concernant les préoccupations environnementales, voir Hydro-Québec (1992c). On note qu'une proportion importante des groupes ayant participé à l'exercice de consultation publique, organisé par Hydro-Québec dans le cadre de son plan de développement, est constituée de groupes environnementaux.

des différentes variables et des mesures qui influencent la demande et la production d'électricité. L'objectif visé dans ce texte est justement la présentation d'une analyse intégrée du récent plan de développement d'Hydro-Québec (1992a) (1993) où le cadre institutionnel de la détermination du prix de l'électricité et les interactions entre la demande et l'offre d'électricité sont explicitement pris en considération.

Voici l'ordre de développement: dans la première section, il y a un bref rappel de l'approche réglementaire dans laquelle s'inscrit l'approbation du plan de développement d'Hydro-Québec. La seconde section porte sur l'évolution de la demande d'électricité adressée à Hydro-Québec au cours de la dernière décennie. La troisième section contient une courte description du cadre d'analyse utilisé pour étudier le plan de développement d'Hydro-Québec. Les deux sections suivantes présentent les résultats: la prévision d'Hydro-Québec à l'égard de la croissance de la demande d'électricité est d'abord considérée comme donnée; dans un second temps, on laisse la demande d'électricité interagir avec la production par l'intermédiaire de son prix. La principale conclusion qui ressort de cette analyse comparative est que la demande québécoise d'électricité devrait croître à un rythme assez lent par rapport à l'expérience historique récente; cependant cette demande devrait augmenter à un rythme plus élevé que celui anticipé par Hydro-Québec. En l'an 2010, la demande devrait excéder de 16 TWh, soit 8.6%, le niveau prévu par la société d'État. Cette croissance plus forte de la demande d'électricité découle du changement des prix relatifs favorable à cette source d'énergie. Cette baisse du prix réel de l'électricité est due à la chute du coût unitaire réel d'exploitation, comme il a été demandé par le gouvernement. Il reste à vérifier si Hydro-Québec sera à même de réaliser de telles économies de coûts durant les deux prochaines décennies.

1. La réglementation québécoise de l'électricité

De par sa loi constitutive,⁴ les actions d'Hydro-

4/ LRQ, chapitre H-5, 'Loi sur Hydro-Québec.'

Québec sont détenues par le ministre québécois des Finances, mais la société d'État est contrôlée par le ministre des Ressources naturelles. Le Lieutenant-gouverneur en Conseil approuve le plan de développement et les changements tarifaires après un examen d'une commission de l'Assemblée nationale. Jusqu'à cette année, l'analyse du plan de développement et des demandes tarifaires par le gouvernement suivait un cycle annuel. Ce cycle est apparu trop court pour le plan de développement et il ne laissait pas suffisamment de place à une consultation plus approfondie.

Dorénavant, le dépôt et l'analyse du plan de développement s'effectuent à tous les trois ans et ce dépôt est précédé d'une consultation publique élargie de la part d'Hydro-Québec. Le plan de développement fait état non seulement de l'évolution de la demande d'électricité et des moyens pour y satisfaire tels que prévus par la société d'État, mais aussi des résultats de sa consultation publique. Au cours du présent exercice, Hydro-Québec a mené pendant près d'un an une consultation auprès d'environ quarante organismes sur quatre thèmes: les exportations d'électricité, les ventes aux industries fortes consommatrices d'électricité, les économies d'énergie et les moyens de production. Différents scénarios ont été élaborés et les résultats ont été comparés en mettant l'accent sur l'évolution de la demande d'électricité, la nature des moyens de production, l'environnement et l'emploi en général. Dans son plan de développement, la société d'État indique pour chaque thème l'option retenue.

La présentation du plan de développement en octobre 1992 a été suivie du dépôt des engagements de la part d'Hydro-Québec pour les trois prochaines années. Ces engagements portent sur la fiabilité du réseau et sur le niveau de satisfaction des clients ainsi que sur les aspects financiers. L'analyse de la hausse tarifaire, qui a coïncidé avec celle du plan de développement pour cet exercice, continuera de s'effectuer annuellement.⁵

5/ Lors de ce premier exercice, le gouvernement a accordé exceptionnellement une hausse tarifaire pour les deux prochaines années, soit 1993-1994 et 1994-1995. Cette situation est cohérente avec la

Il y aura aussi un suivi annuel portant sur le plan de développement. À la fin de ce premier exercice triennal, nous nous retrouvons avec une prévision de l'évolution de la demande québécoise d'électricité, différentes politiques pour l'influencer et un ensemble de moyens de production identifiés pour satisfaire cette demande. Le tout constitue le plan de développement d'Hydro-Québec jusqu'à l'an 2010, avec accent sur les trois premières années. C'est ce plan que nous désirons maintenant analyser.

2. Évolution récente de la demande d'électricité

Afin de mieux saisir la portée des prévisions de demande et de production d'électricité au Québec pour les années futures, il est bon d'avoir présente à l'esprit la progression récente de la demande d'électricité qui est adressée à Hydro-Québec. Cette information nous est fournie au tableau 1 pour trois régions, soit le Québec, les autres provinces canadiennes et les États-Unis, et pour deux types d'électricité, soit régulière et excédentaire. Le premier type d'électricité réfère à un service que doit satisfaire le producteur au moment où le client le demande,⁶ alors qu'il n'y a pas une telle obligation pour le second type.

Le marché le plus important est évidemment celui de l'électricité régulière au Québec. C'est aussi celui sur lequel portent plus directement les interventions d'Hydro-Québec et la réglementation du gouvernement. Au cours de la décennie 1982-1992, la demande québécoise d'électricité régulière a crû au rythme annuel moyen de 4,7%, ce qui implique un doublement à tous les quinze ans. La croissance a été plutôt continue, à l'exception des trois années 1989 à 1991 où il y a eu stagnation. Le rythme de croissance des ventes d'électricité régulière vers les autres provinces a été faible à 2,5% par an alors que celui vers les États-Unis fut élevé à 11%.

directive du gouvernement concernant le maintien à un niveau nominal constant des frais d'exploitation d'Hydro-Québec pour la période 1993-1995.

6/ Pour l'exportation, il est également possible qu'il y ait obligation de la part du client d'acheter une quantité minimale d'électricité.

Tableau 1: Ventes d'électricité par Hydro-Québec de 1982 à 1992 (GWh)

Année	Québec		Autres provinces		États-Unis		Total
	régulière	excédentaire	régulière	excédentaire	régulière	excédentaire	
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	110 377	13 740	2 703	9 649	5 610	10 807	152 886
1988	119 726	8 723	2 970	2 050	6 194	5 670	145 333
1989	127 487	306	3 925	90	4 905	796	137 509
1990	125 960	5	4 063	23	4 689	428	135 168
1991	127 231	0	3 864	93	5 559	299	137 046
1992	131 962	0	3 443	81	8 708	359	144 553
Taux de croissance annuel moyen (%)							
1982-92	4.7	—	2.5	—	11.0	—	3.4

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

L'évolution des ventes d'électricité excédentaire a suivi la même tendance sur les trois marchés: il y a une forte progression de 1982 à 1987 et par après, ce fut le déclin pour se retrouver à un niveau marginal en 1992. La progression rapide fut associée avec le parachèvement des travaux du complexe hydroélectrique de la Baie-James phase I qui a contribué au quasi-doublement de la capacité de production d'Hydro-Québec et aux apports hydrauliques supérieurs à la moyenne du début des années quatre-vingts. De 1987 à 1991, les précipitations atmosphériques ont été inférieures à la moyenne, ce qui entraîna la chute des ventes d'électricité excédentaire. Durant la saison de chauffage 1992-1993, le niveau des réservoirs d'Hydro-Québec a été rétabli presque à la normale. La détérioration de la conjoncture économique, ainsi que de nouveaux programmes d'efficacité énergétique mis en place dans les États du Nord-Est américain, ont également contribué de façon non négligeable à la baisse des exportations d'électricité excédentaire.

La dernière colonne du tableau 1 montre que les ventes totales d'Hydro-Québec ont progressé au rythme annuel moyen de 3.4%. Cependant la croissance fut très irrégulière. On note, en effet, un taux de croissance annuel moyen des ventes totales de 8.1% pour la période 1982-1987, suivi

d'une relative stagnation avant la reprise plus ferme de 1992.

3. L'outil d'analyse

L'outil d'analyse utilisé pour étudier le plan de développement d'Hydro-Québec est le modèle CANREM qui fut adapté au contexte québécois.⁷ C'est un modèle de simulation à caractère technico-économique qui incorpore les caractéristiques principales de la réglementation sous-jacente à la détermination des tarifs d'électricité d'une société d'État comme Hydro-Québec. Ce modèle de simulation comprend trois modules: la demande d'énergie et de l'électricité, la production d'électricité et les aspects financiers. Bien que certaines parties du modèle reposent sur des critères d'optimalité comme celles de la demande et de la production, ce n'est pas le cas pour le

7/ Cette adaptation est présentée dans Bélanger et Bernard (1992). Ce modèle a déjà été utilisé pour analyser le plan de développement d'Hydro-Québec en 1990 dans Bélanger et Bernard (1991). De plus, il a servi à l'étude de sujets particuliers comme la gestion financière des services publics d'électricité (Bernard et Thivierge (1988) et le projet Grande-Baleine (Bernard, Genest-Laplante et Laplante (1992)).

plan des équipements. Le plan des équipements de production, de transport et de distribution est établi à partir des informations fournies par Hydro-Québec (1992a) et il est adapté de manière à satisfaire certains critères techniques comme la marge de réserve et la probabilité de la perte de puissance.

Le prix de l'électricité est la variable clé qui permet une intégration cohérente des différentes parties du modèle. Ce prix est établi de manière à rencontrer de façon tendancielle les deux critères financiers sous-jacents à la détermination du dividende d'Hydro-Québec payé au ministre des Finances. Aucun dividende n'est versé si la couverture des intérêts bruts n'est pas de 100% ou si le taux de capitalisation est inférieur à 25%. Dans la pratique, il arrive que le gouvernement accepte des hausses tarifaires qui ne permettent pas de satisfaire l'un et l'autre critère financier; dans ce cas, la hausse des tarifs est limitée à celle autorisée.

De façon générale, le niveau des tarifs est établi en fonction des coûts moyens de production qui comprennent les dépenses d'exploitation, les taxes, l'amortissement du capital et les dépenses nettes d'intérêt, tout en considérant les deux critères financiers ci-haut mentionnés. Le prix de l'électricité influence la demande à travers les élasticités-prix. Le tableau 2 présente les élasticités-prix et revenu de la demande sectorielle d'électricité au Québec à court et à long terme. Les élasticités-prix incorporent à la fois l'effet sur la demande d'énergie totale et l'effet de substitution entre les formes d'énergie. Il peut être constaté que les élasticités-prix sectorielles sont inférieures à l'unité à court terme, mais supérieures à l'unité à long terme. Les élasticités-revenu sont toutes plus faibles que l'unité, à l'exception du secteur industriel à long terme. Compte tenu de la consommation par secteur, l'élasticité-revenu de long terme pour l'ensemble de l'économie est évaluée à 0.80.

Les variables utilisées comme intrants exogènes au modèle sont de deux catégories: premièrement, il y a les variables macro-économiques comme l'inflation, les ménages, le P.I.B., le taux d'intérêt et le taux de change. Deuxièmement, il y a les prix des produits pétroliers et du gaz naturel. Le tableau 3 montre les

Tableau 2: Élasticités-prix et revenu de la demande québécoise d'électricité

	Prix		Revenu	
	Court terme	Long terme	Court terme	Long terme
Résidentiel	-0.30	-1.25	0.17	0.40
Commercial	-0.33	-1.33	0.38	0.67
Industriel	-0.14	-1.02	0.65	1.36
Éclairage de rue	-0.15	-1.05	0.06	0.41

Court terme: 1 an

Long terme: à l'équilibre. Le processus d'ajustement est très lent et on considère que le taux d'ajustement est d'environ 85% après 20 ans.

Source: C.W. Carr (1992)

hypothèses d'Hydro-Québec à ce sujet. Ces hypothèses sont adoptées intégralement dans notre analyse du plan de développement de cette société d'État. Hydro-Québec prévoit qu'il y aura une baisse à long terme dans les taux de croissance du nombre de ménages et du P.I.B. québécois. De plus, le prix réel du pétrole devrait croître au rythme annuel de 2.0% de 1992 à 2006 pour ensuite demeurer stationnaire; le prix réel du gaz naturel devrait augmenter de 5.0% par année durant toute la période. Ces variables, ainsi que les coûts des équipements de production, transport et distribution, servent de base aux calculs du prix de l'électricité, de la demande et de certains indicateurs usuels servant à évaluer la performance des services d'électricité.

4. Analyse du scénario exogène

Deux types de scénarios sont élaborés à partir du modèle décrit brièvement dans la section précédente. Dans le premier scénario, l'évolution de la demande québécoise d'électricité régulière telle que prévue par Hydro-Québec (1992b) est adoptée intégralement. Cette demande anticipée incorpore des économies d'électricité de 9.3 TWh en 2000 et de 18.0 TWh en 2010.⁸ Le modèle est alors utilisé pour calculer quelques statistiques

8/ Les dépenses pour ces programmes apparaissent comme dépenses d'investissement.

Tableau 3: Principales variables macroéconomiques (taux de croissance réel annuel moyen)

Période	Inflation	Ménages	Prix du pétrole	Prix du gaz naturel	PIB	Taux d'intérêt ^a	Taux de change ^a (\$CAN/\$E.U.)
1992-2000	2.4	1.7	2.0	5.0	2.9	9.8	1.25
2000-2010	3.5	1.0	1.2	5.0	2.4	9.8	1.24
1992-2010	3.3	1.3	1.6	5.0	2.6	9.8	1.25

a) Taux nominal moyen sur la période

Source: Hydro-Québec (1992b), (1993)

de production associées à la fiabilité comme l'excédent de capacité ou la réserve (%) et l'électricité libre mesurée sur la base des apports hydrauliques à la moyenne. En ce qui a trait aux finances, le prix de l'électricité est établi à partir des critères financiers de couverture d'intérêts et de capitalisation, mais celui-ci n'influence pas la demande. Il y a une exception à cet exercice de détermination des prix de l'électricité: la hausse annuelle maximale jusqu'en l'an 2010 ne peut pas excéder 1.5% en terme réel année par année. Dans le second scénario, présenté à la section suivante, le prix de l'électricité influence la demande et le plan des équipements est ajusté de façon à maintenir les mêmes standards de fiabilité du côté de la production.

Lors de l'approbation des hausses tarifaires au printemps 1993, le gouvernement du Québec a utilisé un nouvel instrument de contrôle à l'égard d'Hydro-Québec. En effet, le gouvernement a demandé à sa société d'État de maintenir constantes ses dépenses nominales d'exploitation pour les années 1993, 1994 et 1995.⁹ Par rapport au niveau normalement attendu, il s'agit d'une coupure de 437 millions de dollars en 1995, soit de 18%. Il s'agit donc d'une réduction très considérable. Le coût unitaire d'exploitation chutera de 4.8% par année de 1992 à 1995. La baisse réelle sera encore plus accentuée. Après 1995, nous avons posé l'hypothèse que le coût réel unitaire d'exploitation continuera à chuter au rythme de 1% par année jusqu'en 2000; par après, il demeurera constant et ainsi il suivra l'inflation.

Le tableau 4 présente les données de demande

9/ Les dépenses d'exploitation représentent l'ensemble des coûts moins les frais d'intérêt, les taxes et la dépréciation du capital.

et de production d'électricité associées à l'analyse du scénario exogène. Hydro-Québec (1992b) prévoit que la demande québécoise d'électricité croîtra au rythme annuel de 2.6% de 1992 à 2000 et de 1.1% de 2000 à 2010; pour toute la période, l'augmentation annuelle sera de 1.8%. La plus forte hausse de la première sous-période provient surtout du secteur industriel, alors que la baisse dans la seconde sous-période provient du ralentissement général de la démographie et de l'économie. Il faut noter que le taux de croissance de 1.8% est beaucoup plus bas que celui observé au cours de la dernière décennie, c'est-à-dire 4.7%, au moment où il se produisait une forte substitution en faveur de l'électricité, surtout pour le chauffage des locaux. De plus, il est relativement faible en comparaison avec celui attendu de la croissance économique qui est de 2.6%. Cette faible augmentation présuppose une élasticité-revenu de la demande d'électricité qui est bien inférieure à l'unité puisque les changements anticipés du prix relatif de l'électricité par rapport aux produits pétroliers et au gaz naturel sont favorables à celle-ci. Une élasticité-revenu de la demande d'électricité aussi faible est difficile à concevoir dans le contexte québécois où l'exploitation et la transformation des ressources naturelles jouent un rôle économique important.

Hydro-Québec anticipe des exportations régulières annuelles de 12 TWh, soit environ 2000 MW de capacité. Ce niveau est bien inférieur à celui de 23 TWh (3500MW) qui apparaissait dans le plan de développement précédent. Des importations régulières variant entre 31 et 34 TWh proviennent du contrat de long terme signé avec Churchill Falls Co pour l'électricité produite à ce site au Labrador. À ces importations, il faut ajouter des achats auprès des producteurs locaux

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

Année	Ventes provinciales	Exportations régulières (TWh)	Importations régulières et achats locaux (TWh)	Production d'Hydro-Québec (TWh)	Électricité disponible (TWh)	Pointe de la production (MW)	Capacité installée (MW)	Excédent de capacité (%)	Électricité libre (TWh)
1992	136	9	27	134	137	25 423	29 130	15	2
1993	142	10	31	137	139	25 569	30 044	18	2
1994	147	11	34	141	144	25 887	31 312	21	2
1995	151	9	33	145	149	26 500	31 998	21	2
1996	154	10	36	146	152	26 871	32 298	20	3
1997	160	11	39	150	154	27 180	32 308	19	2
1998	162	12	40	153	156	27 575	32 773	19	2
1999	165	12	40	155	158	28 087	32 773	17	2
2000	167	11	40	157	161	28 624	34 912	22	2
2001	169	12	40	161	165	29 191	35 020	20	2
2002	171	12	40	163	166	29 664	35 634	20	2
2003	173	12	40	165	168	30 151	36 464	21	2
2004	175	12	40	168	171	30 652	36 883	20	2
2005	177	12	40	170	174	31 164	37 774	21	2
2006	179	12	40	173	176	31 641	38 188	21	2
2007	181	12	40	174	179	32 053	39 015	22	2
2008	183	12	40	176	182	32 448	39 015	20	2
2009	184	12	40	178	182	32 840	39 015	19	2
2010	186	12	40	180	184	33 170	39 662	20	2
Taux de croissance annuel moyen (%)									
1992-2000	2.6	2.5	5.0	2.0	1.5	1.4	2.3	-	-
2000-2010	1.1	0.9	0.0	1.4	1.5	1.5	1.3	-	-
1992-2010	1.8	1.6	2.2	1.7	1.5	1.4	1.7	-	-

Source: Colonnes (2), (3), (4), Hydro-Québec (1992a). Autres colonnes: Calculs à partir du modèle.

indépendants qui débiteront en 1995 avec 2 TWh et qui atteindront près de 6 TWh en 2000 pour se maintenir à ce niveau par la suite. La production d'Hydro-Québec devrait croître à un rythme plus lent que celui de la demande, à savoir 1.7% annuellement. Compte tenu de l'hydraulicité moyenne, l'électricité libre varie de 2 à 3 TWh par an.¹⁰ La capacité de production (MW) augmentera à peu près au même rythme que la demande. Hydro-Québec bénéficiait déjà d'une marge de réserve de 15% en 1992 et cette marge de réserve atteindra des niveaux encore plus élevés durant la période de simulation.

Afin de satisfaire la demande, un certain

10/ Nous sous-estimons l'électricité libre puisque l'énergie additionnelle, qui proviendra du suréquipement de la centrale LG2, de Manic 3-2-1 et de Outardes 4-3-2, n'est pas prise en considération.

nombre de moyens de production devront être mis en service au cours des prochaines années. Par exemple, le suréquipement à Manic 3 devrait entrer en service en 2000. Pour les autres projets majeurs, la chronologie est la suivante: Ste-Marguerite en 2003,¹¹ Grande-Baleine entre 2004 et 2015 et le suréquipement des centrales sur la rivière aux Outardes entre 2002 et 2010. Quelques projets visant à répondre à des besoins plus pressants sont déjà en construction, soit Laforge 1, Laforge 2 et La Grande 1. Les centrales Eastmain 1 et Haut-St-Maurice sont également prévues d'ici à l'an 2000.

Le tableau 5 présente les résultats financiers associés à ce scénario exogène. Le prix de l'élec-

11/ Le gouvernement du Québec a récemment donné le feu vert au début des travaux de construction des infrastructures et de la centrale.

Tableau 5: Scénario exogène: résultats financiers

Année	Taux de rendement (%)	Couverture des intérêts (%)	Taux de capitalisation (%)	Prix moyen de l'électricité (¢/kWh)	Coût unitaire d'exploitation (¢/kWh)
1992	7.7	105.5	23.9	4.92	1.56
1993	9.4	110.6	24.8	4.98	1.43
1994	6.9	107.9	25.0	5.03	1.39
1995	7.2	110.1	25.0	5.16	1.35
1996	4.5	103.0	24.6	5.22	1.37
1997	6.5	106.0	24.6	5.45	1.42
1998	7.2	108.9	24.9	5.70	1.46
1999	8.1	109.8	25.0	5.94	1.51
2000	4.6	104.6	24.9	5.97	1.52
2001	5.8	107.6	25.0	6.23	1.58
2002	6.8	109.2	25.0	6.43	1.67
2003	4.8	105.0	25.0	6.47	1.69
2004	4.9	106.1	25.0	6.64	1.73
2005	3.8	103.9	25.0	6.75	1.79
2006	3.7	104.4	25.0	6.93	1.85
2007	3.4	105.6	25.0	7.09	1.85
2008	3.5	105.2	25.0	7.26	1.92
2009	3.0	102.5	25.0	7.43	2.02
2010	3.1	103.3	25.0	7.66	2.08
Taux de croissance annuel moyen (%)					
1992-2000				2.4	-0.3
2000-2010				2.5	3.2
1992-2010				2.5	1.6

Source: Calculs à partir du modèle

tricité croît au rythme annuel moyen de 2.5%, soit 1% de moins que l'inflation. Ce résultat montre qu'Hydro-Québec n'éprouvera pas de difficultés à répondre à la demande du gouvernement québécois dont la politique est que le prix de l'électricité n'augmente pas plus rapidement que l'inflation. De plus, Hydro-Québec satisfait facilement ses critères financiers de couverture des intérêts et de capitalisation. Cette bonne performance financière ne se reflète pas dans le taux de rendement de l'avoir-propre qui, à 5.5% en moyenne, est plus faible que le taux d'intérêt anticipé de 9.8%. Puisque les critères financiers sont satisfaits, il s'ensuit que des dividendes sont versés sur une base assez régulière, particulièrement à compter de 1999, pour des montants variant entre 40 et 300 millions de dollars annuellement. L'an 2000 est une exception, puisque

le taux de capitalisation n'atteint pas 25%. Il est très important de noter que la satisfaction des critères financiers, le versement des dividendes et la baisse du prix réel de l'électricité dépendent fortement de la contraction anticipée des coûts d'exploitation non seulement durant les trois prochaines années mais aussi durant toute la période. On constate d'ailleurs que le coût unitaire d'exploitation chute globalement sur la période 1992-2000, la baisse étant essentiellement concentrée entre 1992 et 1996 par suite du gel des coûts d'exploitation mentionné plus haut.

5. Analyse du scénario endogène

Dans le scénario endogène, le prix de l'électricité influence la demande et le plan des équipements est adapté lorsque c'est requis. Les mêmes hypo-

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

Année	Ventes provinciales	Exportations régulières (TWh)	Importations régulières et achats locaux (TWh)	Production d'Hydro-Québec (TWh)	Électricité disponible (TWh)	Pointe de la production (MW)	Capacité installée (MW)	Excédent de capacité (%)	Électricité libre (TWh)
1992	136	9	27	134	137	25 780	29 130	13	3
1993	142	10	31	137	139	25 706	30 044	17	2
1994	148	11	34	142	145	26 145	31 312	20	2
1995	152	9	33	146	150	26 717	31 998	20	2
1996	156	10	36	148	153	27 356	32 298	18	2
1997	159	11	39	150	154	27 029	32 308	20	2
1998	162	12	40	152	156	27 446	32 773	19	2
1999	162	12	40	152	157	27 464	32 773	19	2
2000	163	11	40	154	158	27 856	32 773	18	2
2001	166	12	40	158	160	28 568	33 373	17	2
2002	170	12	40	161	164	29 309	35 070	20	2
2003	173	12	40	165	168	30 169	36 384	21	2
2004	177	12	40	169	172	30 990	37 361	21	2
2005	181	12	40	174	176	31 996	38 470	20	2
2006	185	12	40	179	180	32 815	38 883	18	2
2007	189	12	40	184	184	33 794	39 662	17	2
2008	193	12	40	188	189	34 715	40 027	15	2
2009	198	12	40	193	193	35 744	40 567	13	2
2010	202	12	40	198	198	36 721	41 489	13	2
Taux de croissance annuel moyen (%)									
1992-2000	2.3	2.5	5.0	1.8	1.8	1.0	1.5	-	-
2000-2010	2.2	0.9	0.0	2.5	2.3	2.8	2.4	-	-
1992-2010	2.2	1.6	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	-	-

Source: Colonne (3) et (4), Hydro-Québec (1992a). Autres colonnes, calculs à partir du modèle.

thèses macro-économiques sont à la base de l'un et l'autre scénario et sont tirées directement d'Hydro-Québec (voir tableau 3). Par contre, les élasticités-prix et revenu utilisées sont celles présentées au tableau 2 et discutées à la section 3, et non celles présumées par Hydro-Québec. Rappelons que dans le scénario exogène, le prix de l'électricité n'influçait pas la demande.

Le tableau 6 montre les résultats des calculs portant sur la demande et la production d'électricité pour ce deuxième scénario. La demande croîtra au rythme de 2.3% pour la première période, de 1992 à 2000, et de 2.2% pour la seconde de 2000 à 2010. Par rapport aux prévisions d'Hydro-Québec présentées au tableau 4, la croissance est plus faible au cours de la première sous-période et plus forte dans la seconde. En l'an 2010, le scénario endogène donne une demande d'électricité supérieure de 16 TWh à

celle prévue par Hydro-Québec (1992b). D'autre part, la production énergétique d'Hydro-Québec croît maintenant au même rythme que la demande, soit 2.2% en moyenne par année. Le taux de croissance de la production est particulièrement fort durant la deuxième sous-période, où il atteint 2.5% en comparaison avec 1.4% pour le scénario exogène. Quant à la marge de réserve, elle se situe à un niveau légèrement inférieur à celui du scénario alternatif. Remarquons également que la capacité installée et la pointe de la production à la fin de la période d'étude sont nettement supérieures à ce qu'elles étaient dans le scénario exogène, ceci étant dû à la demande qui atteint un niveau plus élevé. La capacité installée est supérieure de 4.6% dans le présent scénario (41 489 MW vs 39 662 MW) en 2010, alors que la pointe est supérieure de 10.7% (36 721 MW vs 33 170 MW). Le taux de croissance

Tableau 7: Scénario endogène: résultats financiers

Année	Taux de rendement (%)	Couverture des intérêts (%)	Taux de capitalisation (%)	Prix moyen de l'électricité (¢/kWh)	Coût unitaire d'exploitation (¢/kWh)
1992	7.7	105.8	23.9	4.92	1.56
1993	9.7	111.9	24.9	4.98	1.42
1994	7.1	109.6	25.0	5.03	1.38
1995	6.1	108.1	25.0	5.05	1.34
1996	4.3	104.1	24.7	5.15	1.36
1997	6.0	106.9	24.7	5.39	1.41
1998	6.8	110.0	24.8	5.63	1.44
1999	7.7	110.1	25.0	5.88	1.47
2000	7.7	107.3	24.9	6.08	1.52
2001	6.1	102.4	24.9	6.23	1.60
2002	7.2	107.3	25.0	6.48	1.65
2003	5.9	105.8	25.0	6.62	1.68
2004	5.7	105.3	25.0	6.77	1.75
2005	4.6	103.7	25.0	6.93	1.81
2006	5.4	105.4	25.0	7.20	1.89
2007	5.4	104.6	25.0	7.44	1.95
2008	6.3	105.4	25.0	7.70	2.00
2009	5.8	102.3	25.0	7.89	2.07
2010	5.4	100.7	25.0	8.17	2.15
Taux de croissance annuel moyen (%)					
1992-2000				2.7	-0.2
2000-2010				3.0	3.5
1992-2010				2.9	1.8

Source: Calculs à partir du modèle

annuel moyen de la pointe est d'ailleurs presque trois fois plus élevé durant la deuxième sous-période que durant la première sous-période à 2.8% contre 1.0%. L'analyse du scénario exogène nous montrait un taux de croissance presque identique pour les deux sous-périodes.

Puisque les niveaux de production sont différents dans les deux scénarios, des ajustements ont été apportés au plan des équipements. Le projet de suréquipement de Manic 3 a été retardé de deux ans, mais la période d'aménagement du complexe Grande-Baleine a été raccourcie, s'étendant maintenant de 2004 à 2010. De même, le suréquipement des centrales sur la rivière aux Outardes devrait être complété en 2005.

Les résultats de l'analyse financière apparaissent au tableau 7. Notons encore une fois qu'Hydro-Québec n'éprouvera pas de difficultés à satisfaire ses critères financiers de couverture d'intérêts de la dette et de capitalisation. Le taux de rendement sur l'avoir-propre demeure faible, à 6.4%

en moyenne sur la période. Par contre, le prix de l'électricité augmente plus rapidement que dans le scénario précédent à cause de la pression des coûts, mais ce rythme demeure encore inférieur d'environ 0.6% à celui de l'inflation. Ce résultat encore une fois dépend de la baisse du coût réel unitaire d'exploitation. Il n'en serait pas ainsi si le coût unitaire d'exportation suivait la tendance historique. Des dividendes sont encore versés, quoique les montants soient généralement moins généreux, ceux-ci variant entre 1 million et 150 millions de dollars par année.

Conclusion

Dans ce texte, nous avons procédé à l'analyse du plan de développement d'Hydro-Québec pour la période 1992 à 2010 en prêtant une attention particulière aux premières années. Deux scénarios ont été élaborés. Dans le premier, les prévisions de la demande québécoise d'électricité régulière

telles que réalisées par Hydro-Québec sont adoptées et l'étude porte surtout sur les aspects financiers. Dans le second scénario, le prix de l'électricité influence la demande. L'un et l'autre scénarios donnent à peu près les mêmes résultats financiers. Ces résultats indiquent qu'Hydro-Québec n'éprouvera pas de difficultés à satisfaire ses critères financiers de couverture des intérêts de la dette et de capitalisation compte tenu des fortes compressions de coûts d'opération exigées par le gouvernement pour les années 93, 94 et 95. Par contre, le taux de rendement sur l'avoir-propre demeure inférieur au taux d'intérêt sur les obligations. C'est une performance décevante pour le capital de propriété publique. Le prix de l'électricité croît plus lentement que le rythme de l'inflation. À cet égard, le gouvernement devrait être à même d'atteindre son objectif. Cette diminution du prix réel de l'électricité entraîne une demande plus forte que celle prévue par Hydro-Québec, soit 16 TWh ou 8.6% à l'an 2010.

Ces résultats dépendent fortement des réductions du coût réel unitaire d'exploitation que doit réaliser Hydro-Québec non seulement à court terme mais aussi à plus long terme. C'est là son défi. Autrement, la société d'État éprouverait des difficultés à satisfaire ses critères financiers et des hausses plus fortes du prix de l'électricité devraient être envisagées.

Références

Bélanger, D. et J.-T. Bernard (1991) 'Demande

d'électricité et développement des installations au Québec de 1990 à 2010,' *Energy Studies Review*, 3:1:20-34.

—(1992) 'A Model of the Electricity Market in the Province of Québec: Overview and Results,' *Energy Economics*, 14:6:107-18.

Bernard, J.-T., E. Genest-Laplante et B. Laplante (1992) 'Le coût d'abandonner le projet Grande-Baleine,' *Canadian Public Policy/Analyse de politiques*, 18:2:153-65.

Bernard, J.-T. et S. Thivierge (1988) 'Les politiques fiscales et financières des services d'électricité: le cas d'Hydro-Québec,' *Canadian Public Policy/Analyse de politiques*, XIV:3:239-44.

Brodeur L. et al. (1993) 'Le budget d'exploitation est fixé à 1950M\$ jusqu'à la fin de 1995,' *Hydro-Press*, juillet-août, pp.3-5.

Carr, C.W. (1992) *Modèle de prévision de la demande d'électricité au Québec*, mémoire de maîtrise en économie, Université Laval, juin.

Hydro-Québec (1992a) *Plan de développement 1993, proposition*, Montréal, octobre.

—(1992b) *Prévision de la demande d'électricité; plan de développement 1993, proposition*, Montréal, octobre.

—(1992c) *Environnement; plan de développement 1993, proposition*, Montréal, octobre.

—(1993) *Engagement de performance 1993-1995*, Montréal, février.

—*Historique financier et statistiques diverses*, Montréal, annuel.

Lois refondues du Québec, chapitre H-5, 'Loi sur Hydro-Québec.'