

**Des réformes pour assurer
la sécurité énergétique
des consommateurs
québécois**

**mémoire présenté à la
Commission de l'économie et
du travail**

Option consommateurs

11 janvier 2005

ATTENDU que le contrôle et la distribution de l'énergie électrique dans la province de Québec constituent des problèmes économiques dont le retentissement social est considérable, et que l'industrie de l'électricité est essentiellement d'intérêt public et influe sur le développement de l'industrie générale et sur le bien-être de la population;

Attendu que la consommation de l'électricité se répand et s'accroît constamment dans toutes les branches de la vie économique;

Attendu qu'on doit soumettre cette industrie fondamentale à un contrôle rigoureux, afin de protéger l'intérêt général [...];

Attendu qu'il faut réparer les erreurs et les abus du passé et en prévenir la répétition;

Attendu que toute personne ou corporation jouissant d'un privilège émané de l'autorité provinciale ou municipale devient le mandataire de l'État et doit user de son privilège dans l'intérêt général, sous le contrôle qu'il incombe à l'État d'exercer;

Attendu que ce devoir de contrôle a pour principal objet de rendre accessible au plus grand nombre possible de citoyens l'usage de l'énergie électrique, aux meilleures conditions compatibles avec l'efficacité du service, d'après un tarif raisonnable établi tant dans l'intérêt du consommateur que dans celui du bailleur de fonds; [...]

Sommaire

La sécurité énergétique du Québec dans le secteur électrique, dont l'importance ne saurait faire de doute, requiert que le gouvernement réoriente sa politique énergétique. Dans ce contexte, l'affaire du Suroît ne constitue qu'un incident, toutefois révélateur des vices profonds de la politique actuelle.

Comme l'a souligné la Régie de l'énergie, il ne s'est pas développé de concurrence significative dans le marché québécois de la production d'électricité et, compte tenu de ses caractéristiques propres, il ne s'en développera vraisemblablement qu'assez peu. **La politique actuelle, fondée sur le jeu du marché, se trouve donc vouée à l'échec**, puisqu'Hydro-Québec maintiendra dans les vingt prochaines années au moins une puissance de marché considérable. Cette politique comporte en plus un **triple désavantage**: elle **avantage implicitement le développement de la filière thermique**, elle **compromet la planification des ressources** nécessaire au maintien à moyen terme de la sécurité énergétique et, en forçant la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, elle **contribue à des hausses tarifaires excessives** et dont les usagers font les frais.

La nouvelle politique énergétique doit **viser le développement durable**. Elle doit mettre l'accent sur des **filères de production d'énergie renouvelable**, et notamment la grande hydraulique et l'éolien. Elle doit aussi ménager une large place à l'**efficacité énergétique**, pour freiner la hausse constante de la demande.

Par ailleurs, **aucun argument économique ne paraît justifier des hausses tarifaires artificielles**. Pour que le marché soit efficient, les prix doivent correspondre aux coûts, sans être gonflés. **Rien ne démontre que les consommateurs québécois gaspillent l'électricité**; au contraire, chauffage exclu, ils ne consomment pas davantage que ceux de

San Francisco, qui paient l'électricité trois fois plus cher. C'est aussi qu'**une part importante de la consommation est incompressible et correspond aux besoins essentiels**. Dans ce contexte, des hausses tarifaires auraient des **effets de nature fiscale régressifs** et occasionneraient surtout de **graves inconvénients aux ménages à faible revenu**.

Cette nouvelle politique requiert également des modifications aux lois gouvernant les organismes qui joueront un rôle essentiel dans sa mise en oeuvre. On doit **rétablir la compétence de la Régie de l'énergie à l'égard des activités de production** d'électricité au Québec et lui redonner par conséquent les outils qui lui permettront de contribuer efficacement à la planification des ressources ainsi qu'au maintien de la sécurité énergétique, et dont elle a été privée par la réforme législative de 2000.

On doit rétablir la règle voulant que les tarifs d'Hydro-Québec doivent être les plus bas qui soient compatibles avec une saine administration financière. La séparation fonctionnelle entre les activités d'Hydro-Québec doit être éliminée dans toute la mesure du possible, afin là encore de favoriser une planification réfléchie et intégrée des ressources, mais aussi pour mettre fin à la situation par laquelle on impose aux Québécois des hausses tarifaires alors que cette société d'État fait des bénéfices exceptionnels.

Le gouvernement du Québec doit également mettre **fin à la politique voulant que ces bénéfices lui soient en grande partie versés** sous forme de dividendes, ce qui transforme dans les faits la tarification d'Hydro-Québec en **instrument fiscal extrêmement régressif**, par lequel les consommateurs les plus pauvres viennent inévitablement en aide aux contribuables les plus riches.

Compte tenu notamment des incertitudes à l'égard des prix à moyen et long terme et à la sécurité des approvisionnements, **il ne paraît pas souhaitable que le Québec compte significativement plus sur le gaz naturel**.

Le régime législatif de contrôle des prix de l'essence vise des objectifs importants en fait de maintien d'un marché concurrentiel, mais il n'est pas certain qu'il permette de les atteindre; cette question devrait faire l'objet d'un examen par des experts.

Au cours des soixante dernières années, la politique du gouvernement du Québec, articulée notamment par messieurs Godbout, Lesage et Bourassa, a visé à faire d'une société d'État intégrée et bien encadrée l'acteur central de la sécurité énergétique du

Québec dans le domaine électrique. Cette politique a bien servi le Québec. Certes, la conjoncture change et il faut s'adapter. Il faut cependant prendre garde à céder trop vite aux modes réglementaires, ou à les transposer au Québec sans tenir compte de ses caractéristiques économiques et géographiques propres ou des aspirations profondes de la population.

Surtout depuis quarante ans, tous les Québécois comptent sur Hydro-Québec. Depuis bientôt dix ans, ils apprennent à compter sur la Régie de l'énergie. Ils **souhaitent un approvisionnement fiable et peu coûteux en énergie propre**. Il s'agit maintenant de redonner à Hydro-Québec, à la Régie et aux autres intervenants, comme l'Agence de l'efficacité énergétique, les outils qui leur permettront d'exaucer ce désir.

Table des matières

| | |
|--|----|
| I- L'intervenante et ses préoccupations | 1 |
| A- Le sujet: un régime à réformer | 1 |
| B- L'intervenante | 2 |
| C- Des postulats et des enjeux | 4 |
| D- Nos réponses..... | 6 |
| II- Le choix des filières..... | 7 |
| A- L'évolution de la demande et de l'offre | 7 |
| 1- la problématique | 7 |
| 2- l'offre..... | 8 |
| 3- la demande..... | 11 |
| B- L'inventaire | 16 |
| 1- les grandes centrales hydrauliques | 17 |
| 2- les petites centrales hydrauliques | 19 |
| 3- la filière éolienne | 21 |
| 4- la filière thermique | 24 |
| 5- l'efficacité énergétique..... | 26 |
| 6- les modes émergents..... | 32 |
| C- L'impact des prix..... | 34 |
| 1- et si on ne fait rien? | 34 |
| 2- les arguments favorables à une hausse | 36 |
| a) la notion de «prix» | 36 |
| b) le signal de coût dans les marchés | 37 |
| c) l'argument de l'incitation..... | 41 |
| i) les externalités..... | 40 |
| ii) l'élasticité de la demande..... | 44 |
| 3- les arguments défavorables à une hausse | 52 |
| a) les termes du débat..... | 52 |
| b) la répartition de la richesse | 53 |
| c) l'impact sur les ménages..... | 57 |
| 4- choisir le bon prix..... | 58 |
| D- L'obligation de choisir | 60 |

| | |
|---|-----|
| 1- quel avenir? | 60 |
| 2- des orientations à retenir..... | 61 |
| III- L'encadrement de la production | 66 |
| A- La mise en place d'un monopole réglementé..... | 66 |
| B- La thèse de la concurrence..... | 69 |
| 1- les causes de son émergence..... | 69 |
| 2- la concurrence et le Québec..... | 71 |
| C- L'évolution du cadre réglementaire | 75 |
| 1- les premiers pas | 76 |
| 2- la création d'Hydro-Québec | 78 |
| 3- les réformes de 1978 et 1981 | 80 |
| 4- la création de la Régie de l'énergie | 82 |
| 5- la «déréglementation» de la production | 86 |
| a) l'avis de la Régie de 1998..... | 86 |
| b) la concurrence et la séparation fonctionnelle | 88 |
| c) l'encadrement des contrats d'approvisionnement | 90 |
| d) l'électricité patrimoniale | 93 |
| e) l'impact tarifaire | 95 |
| 6- des difficultés qu'illustre le Suroît | 101 |
| D- Les réformes nécessaires | 102 |
| 1- un rappel | 102 |
| 2- réformer: les grandes lignes..... | 104 |
| 3- la réforme de la Régie..... | 110 |
| 4- la Loi sur Hydro-Québec | 115 |
| IV- Quelques autres préoccupations..... | 118 |
| A- La place du gaz naturel..... | 118 |
| B- L'encadrement du prix de l'essence | 122 |
| C- La production dans le golfe | 126 |
| V- Éléments de conclusion..... | 128 |
| Recommandations..... | 131 |

Des réformes pour assurer la sécurité énergétique des consommateurs québécois

I- L'intervenante et ses préoccupations

A- Le sujet: un régime à réformer

Si elle avait été construite¹, la centrale du Suroît aurait ajouté moins de trois pour cent à la puissance installée actuelle d'Hydro-Québec². Le plus récent plan de développement d'Hydro-Québec n'en tient pas compte (ou si peu)³. Pourtant, Hydro-Québec assurait encore au printemps 2004 que le report de sa mise en chantier minerait la sécurité énergétique du Québec. Mais, d'autre part, il aura fallu quatre ans ou plus⁴ pour décider de la construire (ou non) et le processus aura requis qu'on mobilise une commission de l'Assemblée nationale. Clairement, quelque chose ne va pas.

On s'étonne en effet qu'on ait pu laisser le bilan énergétique du Québec devenir apparemment si serré qu'on s'est presque cru contraint de construire à toute vapeur une centrale thermique devenue au fil des mois le symbole de l'arrogance d'une société d'État

¹ On sait que le certificat d'autorisation du projet a été retiré par le gouvernement du Québec à la mi-novembre: *Centrale du Suroît: le gouvernement du Québec retire son autorisation de réaliser le projet*. Gouvernement du Québec, communiqué de presse, 17 novembre 2004. Comme on le notera *infra* (cf. note 38), Hydro-Québec n'exclut cependant pas entièrement de recourir à des centrales thermiques à cycle combiné comme celle du Suroît dans un proche avenir.

² Le projet visait une centrale de 836 MW, tandis que la puissance installée d'Hydro-Québec au 31 décembre 2003 était de 33 615,8 MW, auxquels s'ajoutent cependant les 5 428 MW dont en provenance de la centrale de Churchill Falls, dont la société d'État dispose presque entièrement. Ces données proviennent du rapport annuel 2003 d'Hydro-Québec, pp. 14, 122.

³ Cf. note 1.

⁴ Hydro-Québec aurait débuté ses études préliminaires à l'égard de ce projet en 2000-2001 et aurait déposé un avis de projet auprès du ministère de l'Environnement du Québec en septembre 2001: Régie de l'énergie. *Avis de la Régie de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît*. A-2004-01. 30 juin 2004. P. 119. Disponible au www.regie-energie.qc.ca/A-2004-01.pdf. (Ci-après également l'«Avis»).

naguère respectée. On s'étonne aussi que les institutions chargées par l'Assemblée nationale de régir ces questions aient été incapables de dénouer seules l'imbroglio actuel.

Au même moment, Hydro-Québec déclare des bénéfices sans précédent mais réclame des hausses tarifaires. Les abonnés éprouvent quelque peine à comprendre pourquoi ils devraient payer plus cher les services rendus par une entreprise à la fois plus rentable et que jamais et, en apparence, moins capable que jamais d'assurer leur sécurité énergétique. Et ils s'inquiètent au plus haut point d'entendre certains ténors, experts ou éditorialistes, clamer qu'il faudrait augmenter de peut-être cinquante pour cent (50%) les tarifs d'électricité⁵ pour ménager une place dans le marché à d'autres sources d'énergie, parce qu'on «gaspillerait» l'électricité.

On peut agir pour améliorer les choses à long terme par quelques réformes structurelles. Les consommateurs québécois ne gaspillent pas et il n'est pas nécessaire de forcer des hausses tarifaires.

Un tel choc entre Hydro-Québec, les institutions et l'opinion publique comporte toutefois ce grand avantage qu'il oblige à réfléchir. Il permet de constater que les causes véritables de la situation actuelle se trouvent notamment dans des orientations législatives adoptées en 1981 et en 2000 et qu'on peut donc agir pour améliorer les choses à long terme en effectuant quelques réformes structurelles. Il incite à conclure que les consommateurs québécois ne gaspillent pas et qu'il n'est pas nécessaire de forcer des hausses tarifaires.

Les consommateurs québécois se préoccupent des choix qu'il faut opérer dans le domaine de l'énergie: il importe que l'Assemblée nationale et le gouvernement établissent des orientations claires, qui doivent s'inspirer d'une perspective de développement durable et qui doivent s'imposer aux acteurs du secteur énergétique. Les institutions, et au premier chef Hydro-Québec et la Régie de l'énergie, doivent être réformées afin de mettre en oeuvre ces orientations.

B- L'intervenante

Option consommateurs est une association de consommateurs québécoise, dont le siège se trouve à Montréal. Elle a pour mission d'aider, d'informer et de représenter les

⁵ Pratte, André. *L'excellente idée de M. Caillé*. La Presse, 13 décembre 2004, p. A18; plusieurs experts entendus par la Commission le premier et le deux décembre 2004 inclinaient aussi dans cette direction, ce à quoi on revient plus abondamment à la section II-C.

consommateurs québécois. Elle offre des services directs à la population en matière de droit de la consommation et de services budgétaires et elle dessert à ce titre près de 7 000 personnes par année⁶, auxquelles il faut ajouter plus de 1 200 bénéficiaires de sessions d'information. On doit aussi compter annuellement plus de 900 bénéficiaires de l'intervention de l'organisme dans le cadre d'un programme de réduction de la facture d'énergie soutenu principalement par l'Agence de l'efficacité énergétique. Compte tenu d'autres programmes, l'organisme rejoint donc plus de dix mille (10 000) consommateurs par année par l'entremise de services directs.

L'association publie également un périodique, le magazine *Consommation*⁷. Elle fournit des articles et des dossiers pour fins de publication à de nombreux médias, y compris les magazines *Protégez-vous*, *Décormag* et *Le Lundi*. La publication des résultats de ses recherches et ses autres interventions publiques donnent lieu à plus de 500 parutions médias par année, dont plusieurs sont sollicitées par des médias nationaux qui reconnaissent de ce fait sa crédibilité et sa compétence. Selon un sondage réalisé par la firme Environics, Option consommateurs était d'ailleurs en 2002 l'association de consommateurs la plus connue au Québec⁸.

Option consommateurs représente d'autre part les intérêts des consommateurs auprès des autorités gouvernementales et des entreprises dans de nombreux domaines, dont les services financiers, l'énergie, les transports, les questions reliées à la concurrence et aux pratiques commerciales et le secteur agro-alimentaire.

Option consommateurs s'intéresse activement et depuis sa création aux questions reliées à l'énergie. Elle a participé depuis 1995 à deux projets pilote avec Hydro-Québec, qui visent à trouver des solutions aux problèmes de paiement de leur facture par les consommateurs à faible revenu. Elle participe régulièrement aux travaux menés devant la Régie de l'énergie depuis la création de cette dernière, et elle est notamment intervenue dans l'instance relative à l'avis requis par le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs en rapport avec la sécurité des approvisionnements énergétiques. Seule ou avec d'autres organismes, elle a comparu à diverses reprises devant des

⁶ dont plusieurs éprouvent des difficultés reliées à leur facture d'électricité ou à d'autres aspects de l'application des conditions de fourniture.

⁷ On trouve le magazine en format électronique en passant par le www.option-consommateurs.org/consommation.html, où se trouvent les liens vers l'édition courante du magazine et vers les archives.

⁸ Environics Research Group. *Canadians' Awareness of Consumers' Rights Organizations*. 2002.

commissions de l'Assemblée nationale relativement à ces questions, et notamment lors de l'adoption de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁹.

C- Des postulats et des enjeux

Notre analyse est fondée sur trois postulats qui paraissent axiomatiques, mais qu'il convient néanmoins d'énoncer; elle nous mène à formuler des recommandations à l'égard de deux enjeux.

Quant aux postulats, il va d'abord de soi que la sécurité des approvisionnements énergétiques est essentielle, notamment dans le secteur électrique. La consommation d'électricité équivaut à près de quarante pour cent du budget énergétique du Québec¹⁰: la fiabilité des approvisionnements a manifestement un impact déterminant sur l'économie. Elle comporte cependant un autre aspect: l'électricité est un service essentiel pour les ménages québécois qui s'éclairent, cuisinent, s'instruisent, se distraient, et souvent se chauffent, à l'électricité.

La sécurité des approvisionnements recèle donc aussi une vaste dimension sociale, qui se traduit entre autres par l'importance de l'universalité de l'accès à l'approvisionnement en électricité: il importe de pouvoir fournir à tous de l'énergie à prix abordable¹¹. Les questions tarifaires en sont par conséquent indissociables. Il ne suffira pas que les prix soient «compétitifs»¹²: il faut que les ménages aient accès à l'électricité dans une société où elle constitue une ressource vitale, notamment au plan du chauffage¹³.

⁹ L.R.Q., c. R-06.01.

¹⁰ La proportion était en 2001 de 38,8% et elle était en hausse quasi-constante depuis 20 ans; cette proportion en fait la forme d'énergie la plus utilisée au Québec, juste devant le pétrole: *L'énergie au Québec - édition 2003*. Québec, ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, 2004. P. 13, tableau 1.2. 131 p. On trouve le document au www.mrnfp.gouv.qc.ca/publications/energie/energie/energie-au-quebec-2003.pdf.

¹¹ Pour cette dernière proposition, Parti libéral du Québec. *Pour une diversification énergétique et une gestion durable des forêts – Priorités d'actions politiques en matière énergétique et forestière*. Document de travail, mars 2003. P. 12. On le trouve parmi les éléments décrivant le programme du parti au www.plq.org/tousDocuments/energie.pdf.

¹² Gouvernement du Québec. *Le secteur énergétique au Québec – Contexte, enjeux et questionnements*. Québec, ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, novembre 2004. 68 p. (Ci-après également «Enjeux».) P. 8.

¹³ Point n'est besoin de revenir aux événements de janvier 1998, qui ont illustré le caractère essentiel de cette ressource. La société québécoise comporte cette caractéristique que le climat hivernal y est parfois très froid et qu'on a choisi de recourir abondamment à l'électricité pour la chauffe des résidences. Cette ressource joue par conséquent ici un rôle particulier, différent de celui qu'elle peut avoir en Ontario (où on chauffe beaucoup au gaz) ou, par exemple, en Californie, où elle est certes socio-économiquement très utile, mais rarement, à proprement parler, vitale.

Ensuite, nous présumons qu'à moins que des mesures vigoureuses ne soient prises, la consommation d'électricité continuera à croître relativement rapidement au Québec au cours des dix (10) prochaines années. L'activité industrielle et le comportement des ménages y contribueront tous deux, mais l'ampleur et le rythme de cette croissance sont relativement imprévisibles, comme l'illustrent d'ailleurs les écarts entre les prévisions d'Hydro-Québec et la croissance réelle au cours des dernières années¹⁴. Il faut donc à la fois être prévoyant et flexible.

Or, et il s'agit du troisième postulat, la construction d'infrastructures de production et de transport d'électricité pose des défis considérables en ce qui a trait aux coûts, au temps, à la mitigation des impacts environnementaux et à l'obtention de l'adhésion de la population. S'il était encore besoin de le démontrer, il suffirait d'évoquer l'affaire du Suroît pour l'illustrer.

Dans ce contexte et pour répondre adéquatement à la demande d'électricité dans les prochaines années, il faut envisager deux enjeux: le choix des filières et le fonctionnement des institutions responsables de ces questions. On les examinera ici successivement, dans les parties II et III de ce mémoire; on peut toutefois signifier dès maintenant la nature de nos préoccupations à l'égard de ces deux enjeux.

Il nous paraît d'abord qu'on en viendra assez facilement à un consensus général au Québec quant au choix des filières: Une place importante doit être conservée à l'électricité, tandis que l'accent doit être mis sur le développement durable, et donc sur le recours aux énergies renouvelables ainsi que sur l'amélioration significative des efforts consentis en matière d'efficacité énergétique. Cela laisse bien des modalités à régler, bien des comportements à changer, mais cette grande orientation devrait cependant s'imposer rapidement. Les indications données par le gouvernement du Québec et par Hydro-Québec elle-même au cours des six derniers mois¹⁵ paraissent

***Les priorités:
l'électricité, les énergies
renouvelables et
l'efficacité énergétique.***

¹⁴ Par exemple, la consommation d'électricité au Québec en 2003 a été supérieure d'environ 3% à la prévision révisée par Hydro-Québec à l'automne 2002: Hydro-Québec. *Présentation d'Hydro-Québec Distribution sur la prévision de la demande, en énergie et en puissance, pour la période 2003-2011*. 10 mars 2004. P. 32. Ci-après la «Présentation».

¹⁵ Nous pensons notamment ici au dépôt du document de consultation relatif au plan de développement durable du gouvernement du Québec, publié le 25 novembre 2004 (au www.menv.gouv.qc.ca/developpement/2004-2007/plan-consultation.pdf), à la décision d'augmenter significativement la place de la filière éolienne en matière de production d'électricité et à l'abandon (au moins pour l'instant) du projet du Suroît.

d'ailleurs tendre dans cette direction et nous nous en réjouissons, mais il faut aussi envisager ces questions dans la perspective de l'impact qu'ont sur elles le cadre réglementaire actuel.

Nous noterons également qu'il ne serait ni utile, ni efficient de tenter d'influencer sur la demande d'électricité au Québec en recourant à une politique volontariste de hausses tarifaires, qui n'atteindrait pas les objectifs que certains voudraient lui fixer et qui aurait des répercussions néfastes sur une part importante de la population.

Les questions relatives au cadre réglementaire paraissent pour leur part plus complexes et elles ont jusqu'à maintenant fait l'objet de moins de débats. Les choix opérés dans ce domaine emportent toutefois des conséquences structurantes: par exemple, le régime actuel fait obstacle à la planification de l'offre et de la demande et incite à recourir à la filière thermique afin de produire de l'électricité, plutôt qu'à des énergies renouvelables.

Il fait aussi en sorte que la société d'État qui devrait jouer un rôle moteur dans ces questions, Hydro-Québec, se trouve pratiquement condamnée à développer des personnalités multiples et à se disperser, ce qui n'arrange au fond personne. Il faut donc réaménager en profondeur le cadre réglementaire si on veut qu'il concoure au maintien de la sécurité énergétique du Québec dans le domaine de l'électricité.

Le cadre réglementaire fait obstacle à la planification des ressources.

D- Nos réponses

Le dix-sept novembre dernier, le gouvernement du Québec rendait public un document de consultation relatif à la problématique de l'énergie¹⁶. On y identifie cinq (5) grands enjeux:

- la diversification des sources d'énergie;
- la fiabilité des sources d'approvisionnement;
- l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité;
- le juste prix de l'énergie;
- la consommation d'énergie et le développement durable¹⁷.

¹⁶ Enjeux, *op. cit.*

¹⁷ *Ibid.*, pp. 15-16.

En un mot, le développement durable constitue pour nous une priorité; l'économie québécoise bénéficie d'avantages comparatifs qui lui permettent de mettre l'accent sur les énergies renouvelables, mais il faut aussi faire des efforts importants en matière d'efficacité énergétique. Les données les plus récentes fournies par Hydro-Québec réduisent les appréhensions à l'égard de l'équilibre entre l'offre et la demande. La diversification des sources d'énergie que souhaitent certains risque de réduire la fiabilité des approvisionnements et accentue le risque de chocs tarifaires; nous optons pour notre part en faveur de la fiabilité. Enfin, aucune intervention étatique ne paraît requise afin de hausser les tarifs d'électricité à un «juste prix»: ces tarifs sont déjà très élevés, compte tenu des coûts de fourniture, et ce en partie en raison de choix réglementaires inopportuns et l'inévitable hausse du coût marginal tendra de toute manière à les faire augmenter. Rien ne nous paraît démontrer que les consommateurs québécois «gaspilleraient» l'électricité et devraient être victimes d'un «signal de prix» désincitatif qui aurait surtout des impacts fiscaux régressifs et des conséquences malheureuses sur le partage de la richesse au Québec.

Dans les quelques pages qui suivent, nous aborderons surtout des questions reliées à la sécurité énergétique et à la fiabilité, aux prix et au développement durable, ainsi que les conséquences que devraient entraîner les réformes requises à l'égard du cadre réglementaire, aspect que n'aborde pratiquement pas le document de consultation.

Signalons s'il en est besoin que nos propos seront essentiellement axés sur les questions relatives à la sécurité des approvisionnements dans le domaine électrique ainsi que sur les préoccupations des abonnés résidentiels québécois et, notamment, des consommateurs à faible revenu. Nous aborderons brièvement les questions reliées au gaz naturel, à la production d'hydrocarbures et au prix de l'essence dans la partie IV. Notons enfin que l'absence de commentaires à l'égard de certains éléments de l'Avis ou du document de consultation présenté par le gouvernement du Québec ne doit pas être interprétée comme constituant un assentiment tacite à leur teneur, non plus que l'expression d'un désaccord.

II- Le choix des filières

A- L'évolution de la demande et de l'offre

1- la problématique

La demande d'électricité augmente constamment au Québec, comme ailleurs en Amérique du nord et dans le monde. L'électricité joue un rôle considérable dans la production industrielle. La télématique, devenue une infrastructure essentielle, en dépend totalement. Pour les consommateurs, elle est indissociable de besoins courants comme l'éclairage et le traitement des aliments. Pour sept Québécois sur dix, elle constitue également le mode de chauffage principal; dans un contexte de variations climatiques, elle sert aussi à la climatisation.

L'offre d'électricité ne peut toutefois pas être illimitée, et elle comporte un prix. La production de grandes quantités d'électricité ne peut présentement être envisagée sans des infrastructures considérables, qui entraînent des effets environnementaux. Leur mise en place prend du temps, ce qui requiert des efforts de planification importants.

Il faut donc opérer des choix, dans la gestion de la demande comme dans celle de l'offre. Peut-on favoriser la réduction de la consommation par des programmes d'efficacité énergétique? Faut-il préférer la production thermique, éolienne...? Et comment procède-t-on à ces choix? Dans l'Avis, et notamment par sa recommandation 16, la Régie a clairement indiqué qu'il s'agit là de questions urgentes et fondamentales¹⁸.

Il convient d'abord de rappeler la donne actuelle: la croissance de l'offre ne s'est pas bien arrimée à celle de la demande et on a senti depuis deux ans, de la part d'Hydro-Québec, un remarquable zèle à prévenir la crise. L'urgence passée, il faudra établir les balises de la gestion de l'offre et de la demande d'électricité dans le futur et on doit pour cela jauger les avantages et les inconvénients des diverses avenues qui peuvent être empruntées (section II-B). Les orientations qu'on peut ainsi dégager peuvent cependant servir non seulement à planifier l'avenir, mais aussi à évaluer des projet de construction comme celui de la centrale du Suroît (section II-C). On verra également que cette analyse est indissociable d'une réflexion relative au cadre réglementaire, qu'on repoussera toutefois à la section III.

2- l'offre

En se fondant sur la preuve présentée par les divers intervenants, la Régie a déterminé dans le cadre de l'Avis comment évoluerait vraisemblablement le bilan électrique du

¹⁸ Avis, *op. cit.*, pp. 134-136 entre autres.

Québec au cours des prochaines années¹⁹. Ces données révèlent que, compte des projets en cours ou en préparation autres que la centrale du Suroît, la situation n'est ni particulièrement confortable, ni vraiment catastrophique; les données présentées plus récemment par Hydro-Québec à l'égard de l'évolution de la demande viennent encore atténuer quelque peu les angoisses qui étaient évoquées il y a un an à peine.

Les données d'HQP (novembre 2004) indiquent qu'Hydro-Québec peut faire face à la demande dans les prochaines années.

La Régie a notamment examiné les bilans prospectifs d'Hydro-Québec production²⁰ en énergie et en puissance de 2004 à l'horizon 2011-2012. Il en ressort qu'HQP peut faire face à la demande en énergie avec une marge de manoeuvre qui ne descend pas en deçà de 3,31% (en 2005) et qui avoisine cinq pour cent (4,94%) à compter de 2009, pour augmenter par la suite²¹. En puissance, Hydro-Québec production affiche un déficit de 513 mégawatts en 2004-2005, elle dispose d'une marge de manoeuvre de 162 mégawatts en 2007-2008²² et cette marge augmente dès 2008-2009 à 630 mégawatts, soit près de deux pour cent (1,59%) de ses engagements. Plus précisément, les données sont les suivantes:

Tableau 1
Évolution du bilan en énergie de HQP (TWh)

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ressources actuelles HQP | 193,6 | 191,8 | 191,7 | 191,5 | 191,4 | 188,0 | 186,9 |
| Engagements HQP | 187,2 | 187,2 | 187,2 | 191,3 | 192,2 | 192,2 | 192,2 |
| Solde avant nouveaux projets | 6,4 | 4,6 | 4,5 | 0,1 | -0,7 | -0,8 | -4,2 |
| Autres ressources prévues | | | | | | | |
| achats | 0,4 | 0,6 | 0,9 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 |
| Grand-Mère | | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Toulnoustouc | | 0,8 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 |
| Mercier | | | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Eastmain-1 | | | | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 3,4 |

¹⁹ Avis, pp. 70-72, et notamment les tableaux B-1 et B-2, d'où nous tirons les données contenues dans les deux tableaux qui suivent.

²⁰ Ci-après également «HQP». Aux fins du présent mémoire, nous prenons acte de la séparation fonctionnelle au sein d'Hydro-Québec et nous utiliserons les abréviations maintenant consacrées pour désigner HQP, Hydro-Québec Distribution («HQD») et Trans-énergie («HQT»).

²¹ En 2005, HQP disposerait de ressources non engagées de 6,2 TWh sur des engagements de 187,2 TWh et, en 2009, de ressources non engagées de 9,5 TWh sur des engagements de 192,2 TWh.

²² soit 0,41% de ses engagements totaux.

| | | | | | | | |
|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|
| Eastmain-1-A | | | | | | | 0,5 |
| Dérivation Rupert | | | | | | | 5,5 |
| Péribonka | | | 0,6 | 2,2 | 2,2 | | 2,2 |
| Rapide-des-Coeurs | | | 0,5 | 0,9 | 0,9 | | 0,9 |
| Solde total non engagé | 6,8 | 6,2 | 8,6 | 7,3 | 7,6 | 9,5 | 12,8 |

HQP disposerait donc d'une marge de 8,6 TWh en 2010, pour une capacité de production annuelle de 195,5 TWh en 2010. Comme on le verra *infra*, cette capacité excède la plus récente prévision de la demande présentée par HQD en novembre 2004. On notera par ailleurs que ces données prennent en compte une production limitée à la centrale de Tracy et l'arrêt de la production de la centrale Gentilly-2 en 2010²³. Elles incluent également, en ce qui a trait aux engagements, les pertes et les contrats d'exportation à long terme déjà conclus. Ces paramètres valent également à l'égard de l'évolution du bilan en puissance:

Tableau 2
Évolution du bilan en puissance de HQP (TW)²⁴

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ressources actuelles HQP | 38,36 | 38,35 | 38,34 | 38,34 | 38,33 | 38,32 | 37,71 |
| Engagements HQP | 39,08 | 39,07 | 39,08 | 39,69 | 39,68 | 39,67 | 39,66 |
| Solde avant nouveaux projets | -0,72 | -0,72 | -0,74 | -1,36 | -1,36 | -1,36 | -1,95 |
| Autres ressources prévues | | | | | | | |
| achats | 0,04 | 0,09 | 0,09 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 |
| réfections | 0,02 | 0,05 | 0,08 | 0,11 | 0,13 | 0,15 | 0,16 |
| Outardes-3 | 0,06 | 0,13 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,19 |
| Grand-Mère | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
| Outardes-4 | | 0,01 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Toulnoustouc | | 0,46 | 0,46 | 0,46 | 0,46 | 0,46 | 0,46 |
| Mercier | | | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 |

²³ Nous postulons également la fin de la production de la centrale Gentilly-2 en 2010 pour les fins de ce mémoire. Nous notons cependant qu'Hydro-Québec «prévoit toutefois réaliser la réfection de la centrale nucléaire de Gentilly-2 en 2010 et 2011, pour pouvoir continuer d'exploiter cette centrale au-delà de l'horizon 2013», comme on l'indique dans le document cité *infra* à la note 37, p. 2-20. Nous notons également que le document de consultation gouvernemental paraît implicitement favorable à la réfection: Enjeux, *op. cit.*, p. 27. Nous permettra-t-on de supputer que la polémique autour de la centrale du Suroît aura été bien peu de choses, en comparaison de celle qui entourera la réfection de la centrale Gentilly-2?

²⁴ Les chiffres ont été convertis en térawatts et arrondis pour faciliter la lecture du tableau; les soldes, établis avec les données de la Régie, peuvent donc ne pas concorder exactement avec la sommation présentée. Pour des raisons d'espace, on a par ailleurs omis les données pour 2011, durant laquelle la situation d'HQP continue à s'améliorer en énergie et en puissance. Dans le tableau, il faut lire, pour 2004, «2004-2005», et de même pour les intervalles annuels suivants.

| | | | | | | | |
|-------------------------------|--|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| EM-1 | | | | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 |
| EM-1-A | | | | | | | 0,51 |
| Péribonka | | | | | 0,34 | 0,34 | 0,34 |
| Rapide-des-Coeurs | | | | | 0,13 | 0,13 | 0,13 |
| Réserve | | -0,03 | -0,04 | -0,05 | -0,08 | -0,09 | -0,09 |
| Solde total non engagé | | -0,51 | 0,07 | 0,19 | 0,16 | 0,63 | 0,57 |

Il faut par ailleurs noter un élément étonnant: alors que le tableau B-2 de l'Avis fait état d'une capacité en 2003 de 31 295 MW pour Hydro-Québec, excluant les achats à long terme et la puissance interruptible, le rapport annuel 2003 d'Hydro-Québec²⁵ fait état d'une puissance installée au 31 décembre 2003 de 33 616 MW, un écart de plus de deux térawatts (2,32 TW), soit plus de sept pour cent (7,41%). Même en excluant entièrement, dès 2004, la puissance des centrales de Gentilly-2 et de Tracy ainsi que les centrales non branchées au réseau, soit près de 1,4 TW, HQP pourrait disposer d'une marge de manoeuvre légèrement supérieure à ce qu'indique le tableau B-2 de l'Avis.

3- la demande

Cela dit, l'évaluation de la capacité et des engagements de HQP ne suffit pas à faire le bilan des besoins en électricité au Québec au cours des prochaines années: HQD n'a en effet pas encore conclu de contrat d'approvisionnement pour des blocs d'énergie qui seraient requis au cours de la décennie qui vient, compte tenu de la croissance prévue de la demande. HQD pourra acquérir cette énergie auprès de HQP ou d'autres producteurs mais, compte tenu du faible niveau de concurrence dans le marché (et on y revient *infra*), on peut ici s'attarder surtout à la capacité de HQP de répondre à ces besoins de HQD au cours des prochaines années.

Hydro-Québec réduit la prévision de la demande de 2,5 TWh à l'horizon 2010.

L'évaluation de l'ampleur de ces besoins pose elle-même certaines difficultés. Dans l'Avis, la Régie a pris en compte les données fournies par Hydro-Québec et découlant du scénario de croissance de la demande «mi-fort» présenté par HQD dans le cadre des audiences qui l'ont précédé²⁶. Depuis lors, HQD a

²⁵ *Op cit.*, p. 122.

²⁶ Présentation, *op. cit.*, pp. 23 ss.

toutefois revu à la baisse ses prévisions à l'égard de la croissance de la demande à l'horizon 2014 et la diminution atteint deux mille cinq cents mégawatts-heure (2,5 TWh) en 2010, soit un écart de plus d'un pour cent (1,27%)²⁷.

Cette réduction de la demande tient à plusieurs facteurs, dont l'abandon de certains grands projets industriels, alors que c'est dans ce secteur que la croissance sera malgré tout la plus importante. Les changements démographiques, qui devraient réduire graduellement le nombre de nouveaux ménages et la croissance de la demande intérieure, viennent également freiner l'évolution haussière des besoins. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer les pertes de distribution et de transport contribue également à réduire l'estimation de la croissance de la demande.

Le tableau suivant illustre l'évolution prévue de la situation en énergie selon les données prises en compte dans l'Avis et selon celles qui découlent de la plus récente prévision de la demande présentée par HQD:

Tableau 3
Projection du bilan énergétique par la Régie
et selon les données les plus récentes d'HQD (TWh)²⁸

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ressources non engagées de HQP | 6,8 | 6,2 | 8,6 | 7,3 | 7,6 | 9,5 | 12,8 |
| Autres approvisionnements requis par HQD (mars 2004) | 1,4 | 4,6 | 5,5 | 7,1 | 7,2 | 7,7 | 7,6 |
| Solde disponible prévu | 5,4 | 1,6 | 3,1 | 0,2 | 0,4 | 1,8 | 5,2 |
| Autres approvisionnements requis (novembre 2004) ²⁹ | (1,6) | 3,6 | 4,3 | 6,4 | 7,1 | 6,5 | 5,1 |
| Solde disponible prévu | 8,4 | 2,6 | 4,3 | 0,9 | 0,5 | 3,0 | 7,7 |

²⁷ Hydro-Québec. *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur*. Requête R-3550-2004 auprès de la Régie de l'énergie, premier novembre 2004, pièce HQD-2, document 1, *Prévision de la demande*, tableau 2.3, p. 20. On citera ici ce document sous l'appellation *Prévision 2004*. Plus globalement, on citera les documents déposés à l'appui de cette requête en renvoyant à l'occasion à «R-3550-2004».

²⁸ Données tirées du tableau A-14 de l'Avis, *op. cit.*, p. 65, et de la *Prévision 2004*, *ibid.*

²⁹ Les autres approvisionnements requis selon la prévision de novembre 2004 ont été établis en réduisant les approvisionnements selon la prévision de mars 2004 de l'écart entre les deux prévisions des besoins en énergie, incluant l'usage interne et les pertes.

On reconnaît à la première ligne du tableau 3 les soldes annuels établis à la dernière ligne du tableau 1, *supra*. L'évaluation des autres quantités d'énergie que requerra HQD au cours des prochaines années découle de la prévision de la demande mise à jour en mars 2004 et de celle déposée dans le cadre de la requête en approbation du plan d'approvisionnement d'HQD déposée en novembre 2004.

Compte tenu d'une consommation qui devrait varier entre 176,6 TWh en 2004³⁰ et près de 194 TWh en 2010, la marge de manoeuvre du Québec en matière d'énergie électrique descend jusqu'à un quart d'un pour cent (0,26%) des besoins prévus en 2008: voilà qui paraît effectivement serré... Dès 2009, la marge de manoeuvre remonte toutefois jusqu'à un et demie pour cent (1,56%). Ce n'est pas encore l'excès, mais la situation paraît néanmoins moins préoccupante. Il faut cependant ajouter à cette marge de manoeuvre la production de la centrale au gaz de Bécancour et la mise en service de nouvelles éoliennes: tout compte fait et même en 2008 et 2009, la situation paraît loin d'être critique.

Comme on l'a noté, cette diminution des besoins entre les prévisions de mars et de novembre 2004 découle en grande partie de la baisse de la demande dans le secteur «Industriel grandes entreprises», liée principalement à l'évolution de projets relatifs à diverses alumineries et usines de pâtes et papier qui devaient être construites, agrandies ou remises en marche dans les prochaines années. Or, et malheureusement pour les régions touchées, on peut craindre que le projet de relance de l'usine Gaspésia soit irrémédiablement compromis et les travaux d'agrandissement de l'usine d'Alcoa à Baie-Comeau paraissent aussi menacés³¹. Bien qu'on ne dispose pas de chiffres précis concernant ces deux projets, on peut néanmoins supputer que c'est là plus d'un térawatt-heure par année en énergie et plus de deux cents mégawatts en puissance qui peuvent par conséquent être soustraits de la prévision de la demande présentée en mars 2004, ce qui augmente d'autant la marge de manoeuvre³². L'effet sur le solde disponible en 2006 et 2007, notamment, est appréciable.

³⁰ selon la Prévision 2004, soit 3,0 TWh de moins que ce qui était prévu en mars, un écart de 1,7% qu'HQD explique notamment par une consommation nettement moins importante que prévu de la part de certains grands clients industriels.

³¹ À ce dernier égard, notamment, *Prévision 2004*, p. 24.

³² Dans la Présentation, HQD estime (p. 27) que les projets majeurs en question, au nombre de 5, auraient accru la demande annuelle en énergie de plus de 3 TWh à compter de 2005, et d'environ 6 TWh à compter de 2006, tandis que l'augmentation de la demande en puissance aurait atteint ou dépassé 686 MW à compter de 2005-2006. Il paraît raisonnable de présumer que l'abandon ou le report des projets Gaspésia et Baie-Comeau diminuera la demande en énergie et en puissance de moins d'un tiers. On sait (*Avis, op. cit.*, p. 32,

On s'attend néanmoins à ce que la plus grande part de l'augmentation de la demande au cours de la prochaine décennie provienne du secteur industriel³³, et notamment des grandes entreprises. Cela soulève en soi des questions intéressantes à l'égard de la répartition du fardeau découlant du coût marginal plus élevé de la nouvelle production requise pour répondre à ces besoins entre les diverses classes de clientèle d'Hydro-Québec. Moins polémiquement, cela signifie aussi que les courbes de la demande d'électricité évolueront au cours des prochaines années: puisque cette consommation relativement stable augmentera, les pics de la demande des consommateurs à la pointe hivernale auront à l'avenir un impact proportionnellement moins important sur la gestion de l'offre et de la demande³⁴, ce qui simplifiera quelque peu la planification d'Hydro-Québec.

L'évolution précise de la demande au cours des prochaines années dépendra d'un grand nombre de variables qui sont, pour la plupart, aussi incontrôlables qu'imprévisibles. Les variations climatiques, la santé de l'économie ou le prix de formes d'énergie concurrentes influent tous sur la consommation d'électricité. Même si les résultats qu'elle a obtenus n'ont pas toujours été exacts, l'expertise d'Hydro-Québec en matière de planification de la demande québécoise d'électricité est telle qu'on peut pour nos fins accepter ses conclusions.

Pour l'instant, les données dont nous disposons laissent croire que la demande augmentera de manière appréciable au cours des prochaines années. Même sur un horizon assez rapproché de sept ans, soit d'ici 2011, on sent nettement une pression haussière. Les besoins en énergie (y compris les pertes le long du réseau) croîtraient de plus de dix-huit térawatts-heure (18,1 TWh), soit environ dix pour cent (10,25%) d'ici 2011 et les besoins en puissance requerraient un peu plus de deux mille mégawatts de plus, soit une hausse de plus de six pour cent (6,5%) durant la même période:

tableau A-1, note iii) que 175 MW étaient attribués à la modernisation de l'usine d'Alcoa à Baie-Comeau.

³³ Prévision 2004, *op. cit.*, p. 16. HQD s'attend à ce que ce secteur entraîne 68% du total de la croissance de la consommation prévue d'ici 2014.

³⁴ Lafrance, Gaëtan. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 12:00h – 12:30h, p. 8/10 (première version). On a utilisé la transcription telle qu'elle était disponible sur le site web de l'Assemblée nationale le 20 décembre 2004.

Tableau 4
Évolution biennale des besoins
en énergie et en puissance 2003-2011³⁵

| | 2003 | 2005 | 2007 | 2009 | 2011 |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Énergie (TWh) | 176,6 | 182,2 | 188,5 | 192,3 | 194,7 |
| Puissance (MW) | 34 450 | 34 184 | 35 674 | 36 282 | 36 699 |

À plus long terme, les besoins peuvent croître rapidement. En postulant un taux d'augmentation des besoins en énergie de l'ordre d'un pour cent (1,0%) par an de 2011 à 2025, ce qui paraît modeste³⁶, un petit calcul révèle qu'on ferait face en 2025 à une demande de l'ordre de deux cent vingt-quatre térawatts-heure (223,8 TWh). En vingt-deux ans, de 2003 à 2025, la demande pourrait donc augmenter d'environ quarante-sept térawatts-heure (47,2 TWh), soit de plus du quart (26,7%). C'est beaucoup. Il importe d'envisager dès maintenant cet horizon, afin de n'être pas à nouveau «surpris» comme on a semblé l'être au cours des dernières années.

En somme, la situation posera manifestement des défis de gestion intéressants au cours des prochaines années; ce sera notamment le cas à court terme, et surtout jusqu'en 2008, mais aussi à plus long terme. Comment accroître la marge de manoeuvre? Peut-on compter sur des mesures en efficacité énergétique pour réduire la demande? Doit-on continuer à songer à la centrale du Suroît ou à des installations similaires³⁷? Avant de le

³⁵ Prévision 2004, pp. 20, 24. En puissance, on a repris la donnée de 2003-2004 sous la rubrique «2003» et, pour les années subséquentes, la donnée correspondant à la seconde année identifiant la période (et donc par exemple, la donnée de 2010-2011 sous la rubrique «2011»).

³⁶ À titre comparatif, la demande québécoise en térawatts-heure a augmenté en moyenne de 2,2% par année de 1988 à 2003: Hydro-Québec. *Plan stratégique 2004-2008*. Montréal, Hydro-Québec, octobre 2003. P. 74. Hydro-Québec évoque elle-même «une croissance à long terme de ses marchés de l'ordre de 1% par année»: Hydro-Québec Production. *Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert – Étude d'impact sur l'environnement*. Vol. 1. Montréal, Hydro-Québec, décembre 2004. P. 2-1.

³⁷ HQD n'a en effet pas encore renoncé à recourir à la filière thermique, et «plus particulièrement» aux «équipements à cycle combiné» (comme le projet du Suroît) pour répondre à moyen terme à ses besoins en service dit modulable: R-3550-2004, HQD-3, document 3, *Approvisionnements additionnels et stratégie*, pp. 23 et notamment 24 (on citera ci-après aussi ce document sous l'appellation «Approvisionnements 2004»). Le Distributeur s'en remet aux «discussions qui auront cours quant au rôle que pourrait jouer la filière thermique» et vise manifestement ici les travaux de la Commission de l'économie et du travail.

déterminer (à la fin de la section II-D), il faut jauger les avantages, les inconvénients et le potentiel des diverses filières de production (ou d'économie) auxquelles on peut recourir.

Il importe cependant de souligner à ce stade qu'HQD manifeste en novembre 2004 beaucoup moins d'inquiétude qu'elle ne le faisait un an plus tôt: cela se manifeste tout au long du document *Approvisionnements 2004*, qui évoque plus fréquemment l'existence d'une marge de manoeuvre permettant de reporter des appels d'offres³⁸ qu'un quelconque sentiment d'urgence. L'évaluation formulée par HQD mérite d'être largement citée, afin de bien situer les quelques motifs d'inquiétude qui demeurent dans le contexte général:

À court terme, l'année 2006 demeure l'année la plus préoccupante avec une dépendance envers les marchés de court terme totalisant 11,7 TWh. Ce niveau de dépendance dépasse largement la limite de 5 TWh/an retenue par le Distributeur dans sa planification. Cependant, la situation énergétique de court terme d'Hydro-Québec Production s'est améliorée depuis l'an dernier. En effet, les dernières données qu'elle a soumises, dans le cadre de l'attestation de fiabilité énergétique du parc de production, permettent de constater qu'elle disposera d'une marge de manoeuvre en 2005-2006. Dans l'hypothèse où Hydro-Québec Production devrait faire face à une situation de faible hydraulité, elle ne devrait recourir qu'à des importations modestes, par rapport à la capacité d'importation maximale de 15 TWh. [...]

Pour les années 2008 et 2009, la dépendance envers les marchés de court terme demeure élevée, en raison notamment du report d'un an de l'acquisition de service modulable, prévue maintenant en 2009. Cependant, lorsqu'on considère l'augmentation des ressources énergétiques qui seront implantées au Québec au cours des prochaines années, le Distributeur considère que ce report ne devrait pas entraîner de risque indu pour la sécurité énergétique du Québec.³⁹

En somme et quand on regarde au delà de la séparation fonctionnelle au sein d'Hydro-Québec pour envisager la situation dans son ensemble, il faut conclure qu'il n'y a pas

³⁸ *Ibid.*, pp. 22-24 notamment.

³⁹ *Ibid.*, pp. 36-37. Rappelons que le projet de centrale du Suroît visait notamment la fourniture du service modulable auquel il est fait allusion au second paragraphe de la citation.

matière à s'alarmer à l'égard de la sécurité énergétique du Québec dans le prochain lustre, sinon la prochaine décennie; il n'en faudra pas moins procéder à des choix, notamment au plan des filières auxquelles on recourra le plus abondamment.

B- L'inventaire

On procédera dans les quelques paragraphes qui suivent à un inventaire extrêmement synthétique des avantages et des inconvénients associés à plusieurs des principales filières de production d'électricité. On s'arrêtera cependant aussi aux «négawatts», i.e. aux modalités de l'économie d'électricité ainsi que, brièvement, à certaines filières encore peu développées au Québec.

1- les grandes centrales hydrauliques

Le Québec s'est spécialisé depuis un demi-siècle dans le recours aux grandes centrales hydro-électriques, et non sans raison. Quoique leur coût de construction puisse être élevé en termes absolus, leur espérance de vie est considérable et leur coût d'exploitation, remarquablement bas. Une fois la centrale mise en eau, le coût de production au kilowatt-heure peut donc être stable et prévisible⁴⁰; au Québec, il a aussi été historiquement peu élevé. En contrepartie et compte tenu des investissements requis (et des emprunts qui les ont rendus possibles), l'exploitant désirera en général produire de manière soutenue, afin de faire ses frais: il voudra donc pouvoir compter sur une demande stable à long terme et, pour cette raison, il verra d'un mauvais oeil l'arrivée de concurrents.

L'ampleur des grands projets hydro-électriques fait d'autre part en sorte qu'ils sont souvent peu «modulables»: on met d'un coup en service une capacité de production importante, qui peut excéder la demande pendant quelques années. La durée des processus d'approbation réglementaire et le temps requis pour construire ces grands aménagements posent aussi des défis aux plans de la planification et de l'appariement de l'offre et de la demande⁴¹.

⁴⁰ sous réserve de l'effet des variations du taux de change sur le remboursement de la dette à l'étranger, mais ce risque peut être géré par des programmes de couverture financière, comme le fait d'ailleurs Hydro-Québec: *Rapport annuel 2003, op. cit.*, note 16, p. 97.

⁴¹ Comme le note la Régie, «[...] les projets hydroélectriques prennent plus d'une dizaine d'années pour leur développement, l'obtention de leurs permis, leur construction et leur mise en service. Ce délai peut être plus long avec les études préliminaires et selon les négociations avec les autorités et collectivités locales. Il est donc nécessaire de planifier sur des horizons de 12 à 15 ans et d'analyser les risques de façon approfondie.» Avis, *op. cit.*, p. 87.

Les grandes centrales comportent également trois inconvénients liés au milieu. D'une part, leur construction dépend de contraintes géographiques: elles seront donc souvent situées loin des centres de consommation, ce qui requiert de coûteux réseaux de transport et qui induit des pertes d'énergie en transit. C'est manifestement le cas au Québec. Il faut d'autre part aménager le plus souvent des réservoirs qui peuvent être de grande superficie, de sorte que des milliers de kilomètres carrés seront inondés: cela occasionne des impacts environnementaux et, parfois, des impacts sur des communautés, qui peuvent être significatifs⁴². Enfin, la production de ces centrales est évidemment tributaire de l'approvisionnement en eau dans les bassins hydrographiques, et donc notamment du climat.

Le recours à la grande hydraulique paraît comporter plus d'avantages que d'inconvénients

Le potentiel hydroélectrique théorique de base non encore aménagé des grandes rivières québécoises s'élèverait à environ trente-cinq mille mégawatts (35 000 MW), soit un peu plus que la puissance installée actuelle d'Hydro-Québec; le potentiel économiquement réalisable est évidemment moins considérable. Les deux tiers de ces réserves se trouveraient dans le nord-ouest du Québec⁴³. Dans son plan stratégique 2004-2008, Hydro-Québec estime que le prix de revient de l'électricité qui pourrait être produite par l'aménagement de bassins comme ceux de la rivière Caniapiscou ou de la rivière à la Baleine oscillerait entre onze (0,11\$) et quinze (0,15\$) cents le kilowattheure⁴⁴, ce qui excède nettement le prix de revient moyen de la production hydro-électrique actuelle.

Notons enfin qu'en vertu de l'article 3 de la *Loi sur le régime des eaux*⁴⁵, Hydro-Québec est le seul cessionnaire autorisé de la force hydraulique se trouvant dans le domaine de l'État⁴⁶ ainsi que, à toutes fins pratiques, le seul locataire autorisé de la force

⁴² Toutes les grandes centrales n'ont cependant pas des réservoirs importants: on pense notamment à celle de Beauharnois, pratiquement au fil de l'eau.

⁴³ *L'énergie au Québec - édition 2003, op. cit.*, p. 54. Bien qu'on n'en tienne pas compte ici, il faut aussi garder à l'esprit le potentiel hydro-électrique de la basse Churchill, qui pourrait excéder 3 000 MW: Hydro-Québec. *Rapport annuel 1997*. P. 11.

⁴⁴ Hydro-Québec. *Plan stratégique 2004-2008, op. cit.*, p. 49. Hydro-Québec elle-même estimait incidemment dans ce document que la croissance moyenne de la demande au cours des 15 prochaines années serait de l'ordre de 1% par an: *ibid.*, p. 74.

⁴⁵ L.R.Q., c. R-13.

⁴⁶ et encore une telle cession requiert-elle des arrêtés ministériels eux-mêmes assujettis à l'autorisation du gouvernement, en vertu de l'article 32 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Tombent notamment dans le domaine de l'État pratiquement tous les cours d'eau navigables ou flottables (et donc tous les grands cours d'eau): *Code civil du Québec*, art. 919.

hydraulique lorsque la puissance de la centrale à construire excède cinquante (50) mégawatts. Hydro-Québec détient donc en pratique le monopole légal de l'exploitation de grandes centrales.

En somme et malgré les inconvénients qui leur sont associés, les grandes centrales hydro-électriques n'occasionnent que très peu de pollution atmosphérique, elles peuvent fournir des quantités importantes d'énergie à un prix abordable (jusqu'à maintenant) et le recours à cette filière a jusqu'ici été assez bien toléré par la population québécoise, à condition que les impacts sur les communautés soient circonscrits. Il s'agit également d'une forme d'énergie dont la disponibilité n'est pas rattachée à l'évolution de la conjoncture internationale.

2- les petites centrales hydrauliques

Bien qu'Hydro-Québec et ses prédécesseurs aient construit de petites centrales hydro-électriques au cours des cent vingt-cinq dernières années, ces aménagements s'étaient faits nettement plus rares au Québec depuis la création d'Hydro-Québec et jusqu'aux années 1990, alors que cette filière a ressurgi. C'est que des entreprises de taille au plus moyenne ne pourraient envisager de harnacher la Grande rivière ou la Manicouagan, mais peuvent concevoir de construire des complexes dont la puissance est le millième de la centrale Robert-Bourassa⁴⁷: l'essor (tout relatif) de cette filière est indissociable de la volonté de susciter de la concurrence dans le marché de la production électrique québécois.

Le vent de libéralisation des marchés qui a soufflé dans les années 1990⁴⁸ a en effet incité le gouvernement du Québec à adopter des politiques favorisant la construction de petites centrales exploitées par des entreprises autres qu'Hydro-Québec. Ces producteurs indépendants n'ont toutefois obtenu qu'une part infime du marché de la production hydraulique au Québec: au 31 décembre 2001, ils exploitaient moins d'un pour cent

⁴⁷ La puissance de la centrale Robert-Bourassa est de 5 328 MW, tandis que celle de la centrale Jean-Guérin d'Axor Inc. est de 5,87 MW, par exemple: *L'énergie au Québec - édition 2003, op. cit.*, p. 56.

⁴⁸ auquel on revient dans la section III B- 1), notamment.

(0,77%) de la puissance hydraulique disponible au Québec⁴⁹ et la situation n'a pas changé significativement depuis cette date⁵⁰.

Divers facteurs peuvent expliquer que la filière de la petite production hydraulique n'a pas connu le succès auquel s'attendaient ses hérauts il y a dix ans. D'abord, ces centrales ont généralement des impacts environnementaux localisés: on ne constitue pas des réservoirs couvrant des milliers de kilomètres carrés. Cela comporte aussi l'avantage qu'on peut les construire plus près des régions habitées, où l'électricité est consommée. Par contre, on tend à harnacher plusieurs rivières, dans des régions qui sont peuplées ou qui sont fréquentées par les visiteurs. Les impacts environnementaux sont donc moins considérables, mais beaucoup plus fréquents et, dans bien des cas, beaucoup plus visibles. Se dégage l'impression qu'aucun petit coin de nature n'échappera plus aux promoteurs, qui ont dès lors fort à faire pour amadouer la population.

Les producteurs indépendants ne bénéficient par ailleurs pas d'économies d'échelle comparables à celles que peut réaliser une société comme Hydro-Québec. Par exemple, les études environnementales⁵¹ imposent des coûts qui doivent être amortis sur une capacité de production somme toute limitée, tout comme les coûts d'entretien des centrales. Pour leur part, les retombées au plan du développement économique régional sont souvent d'assez courte durée et n'excèdent guère la période de construction.

Le rôle minime de la petite hydraulique n'augmentera sans doute pas notablement

Quand les autorités régionales mettent en rapport ces retombées et l'impopularité de projets de construction auprès d'une partie de la population⁵² et quand les promoteurs établissent leur coût de revient au kilowatt-heure, la décision d'aménager des petites centrales ne va donc pas de soi. En

⁴⁹ *L'énergie au Québec - édition 2003, op. cit.*, p. 58, tableau 5.3; quand on tient compte de la production de la centrale de Churchill, dont dispose Hydro-Québec, leur part du parc hydraulique tombe à 0,67%. On ne tient pas compte ici de la production des municipalités (également marginale), ni de celle des autoproducteurs, plus importante (à 9,29% de la capacité en puissance hydraulique) mais essentiellement affectée à des fins particulières et non disponible pour Hydro-Québec.

⁵⁰ En fait et compte tenu notamment de la mise en eau de la centrale SM-3 par Hydro-Québec, la proportion de la capacité hydraulique exploitée détenue par les producteurs indépendants a sans doute diminué quelque peu.

⁵¹ requises en vertu de la législation québécoise pour toute centrale hydroélectrique ou thermique d'une puissance supérieure à 5 MW (sauf une centrale nucléaire) et pour tout barrage ou digue destiné à créer un réservoir de plus 50 000 mètres carrés, entre autres.

⁵² Entre autres exemples, St-Arnaud, Royal. *Je ne suis pas à vendre*. Le Nouvelliste, 29 septembre 2004. L'article rapporte les débats lors de la présentation publique à Saint-Adelphe de son projet de mini-centrale sur la rivière Batiscan par le groupe Axor.

somme, la filière de la petite production hydroélectrique ne paraît pas avoir fait ses preuves jusqu'à maintenant au Québec, sinon dans des situations très particulières⁵³.

On évalue par ailleurs que le potentiel hydroélectrique théorique de base des petites rivières qui reste encore à aménager au Québec serait de l'ordre d'environ dix mille mégawatts (10 000 MW), le potentiel effectivement disponible étant bien sûr inférieur⁵⁴. Compte tenu également que le gouvernement du Québec paraît estimer qu'il ne peut y avoir recours à la petite hydraulique que lorsque le coût de production est concurrentiel, qu'un projet «est appuyé par une bonne partie de la population» et que tel projet répond également «aux exigences du milieu de l'écotourisme»⁵⁵, la possibilité que cette filière contribue substantiellement à la sécurité énergétique du Québec dans le futur paraît donc en pratique relativement limitée.

3- la filière éolienne

On évoque de plus en plus souvent la filière éolienne au Québec depuis quelques années. Il s'agirait d'une énergie renouvelable et non polluante, ce qui lui a attiré la faveur des gens que préoccupe la protection de l'environnement.

Tout paraît indiquer que le Québec dispose d'un important potentiel éolien, qui ne semble cependant pas avoir encore été quantifié complètement. Une étude récente ferait état d'un potentiel de cent mille mégawatts (100 000 MW) au sud du cinquante-troisième parallèle⁵⁶, ce qui constitue *grosso modo* le triple de la puissance installée actuelle d'Hydro-Québec et qui ne tient pas compte du potentiel nordique, encore mal évalué⁵⁷. Bien sûr, la puissance économiquement exploitable sera moins considérable; on ignore encore de quelle ampleur elle serait, mais il ne fait pas de doute que la filière éolienne pourrait jouer un rôle considérable dans le bilan énergétique québécois.

Il ne faut cependant pas oublier que l'énergie éolienne comporte aussi des inconvénients. Elle occasionne une pollution visuelle qui déplaît à certains et elle peut perturber certains écosystèmes, notamment par les risques que les aérogénérateurs font porter sur la faune aviaire.

⁵³ Comme l'aménagement d'une centrale pour alimenter une communauté éloignée, non reliée au réseau général d'Hydro-Québec. La centrale du Lac-Robertson, d'une puissance de 21 MW, selon le site web d'Hydro-Québec, en fournit une illustration.

⁵⁴ *L'énergie au Québec - édition 2003, op. cit.*, p. 54.

⁵⁵ Enjeux, *op. cit.*, p. 25.

⁵⁶ *Avis, op. cit.*, p. 90.

⁵⁷ *Ibid.*

L'exploitation de la filière éolienne suscite aussi des difficultés pratiques, parce que le vent est imprévisible et incontrôlable. On ne peut donc pas se fier entièrement à la disponibilité de la puissance éolienne à un moment donné, et notamment à la pointe. Cependant, et comme l'indique la Régie,

On peut contourner la variabilité inhérente à cette source en intégrant la production éolienne à d'autres types de production, de façon à obtenir un ensemble de production fiable et flexible qui s'adapte à la variabilité de la demande.

La production hydroélectrique avec capacité d'entreposage est un complément idéal pour la production éolienne. En effet, lorsque le vent souffle, on peut réduire la production hydroélectrique en gardant l'eau dans les réservoirs, et lorsque le vent diminue, on peut augmenter la production hydroélectrique en utilisant l'eau maintenue dans les réservoirs. Le parc de production essentiellement hydraulique d'Hydro-Québec peut donc être avantageusement mis à contribution pour maximiser la production éolienne.⁵⁸

Hydro-Québec étant dans les faits seule à disposer de grands réservoirs hydriques au Québec⁵⁹, le développement du potentiel éolien québécois devra donc se faire sinon entièrement par elle, du moins en très étroite collaboration avec elle afin d'optimiser la gestion des réservoirs⁶⁰.

Cette solution, tout inévitable qu'elle soit, révèle cependant aussi que la filière éolienne peut contribuer fort utilement à la disponibilité d'énergie, mais ne fournit pas nécessairement la même croissance de la puissance installée. Plus concrètement, les éoliennes peuvent aider à maintenir le niveau des réservoirs toute l'année mais elles n'assurent pas qu'on pourra produire une plus grande quantité d'électricité au moment de la pointe: des éoliennes le long des bassins de la baie James feront certes en sorte que les centrales de ce bassin risquent moins de manquer d'eau en période de faible hydraulicité mais, à la pointe, la puissance disponible assurée sera celle des centrales hydrauliques,

⁵⁸ *Ibid.*, p. 92.

⁵⁹ *Ibid.*, pp. 93, 94.

⁶⁰ et afin également de gérer adéquatement les réserves tournantes (ou *spinning reserve*); on notera entre autres les commentaires à cet égard dans Hydro-Québec Production. *Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert – Étude d'impact sur l'environnement*, op. cit., p. 2-18.

sans qu'on ajoute le potentiel (ponctuellement incertain quant à lui) des éoliennes⁶¹. En somme, il ne suffit sans doute pas de construire des éoliennes, même en très grand nombre.

Il faut également envisager la question des prix. La technologie de l'éolien étant encore assez récente, les équipements demeurent comparativement coûteux. Les éoliennes risquent d'autre part d'être surtout construites relativement loin des grands centres, de sorte qu'il faut également prendre en compte le prix du transport de l'électricité. L'activité d'équilibrage entre éoliennes et réservoirs induirait elle-même des coûts⁶². Même si le coût de l'«électricité» diminuera sans doute avec les années, il demeurera certainement supérieur à court terme à celui de l'hydro-électricité incluse dans

Le développement de l'éolien à un prix raisonnable est possible et souhaitable, mais ne règle pas tout

le bloc patrimonial. La Régie estime que le coût moyen total d'acquisition de cette énergie, équilibrage et transport compris, avoisine dix cents (0,10\$) par kilowattheure⁶³.

La participation de programmes gouvernementaux comme l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉE) du gouvernement fédéral⁶⁴ peut toutefois contribuer à réduire le prix imposé à l'usager.

Les éoliennes comportent toutefois cet avantage qu'elles requièrent surtout des investissements lors de la construction et s'avéreront vraisemblablement moins onéreuses à faire fonctionner que des centrales thermiques. Par contre, la politique gouvernementale a jusqu'à récemment associé développement de l'énergie éolienne et développement régional et si nous ne nous opposons certes pas à des mesures qui contribuent à la santé économique des régions, le coût de ces politiques doit être distingué du prix réel de l'énergie éolienne, sans quoi on utilisera en pratique les revenus d'Hydro-Québec à des

⁶¹ Les évaluations du facteur d'utilisation d'éoliennes au Québec varient, mais se situent toutes en deçà de 50%.

⁶² *Avis, op. cit.*, p. 94. HQP estimerait le coût de service d'équilibrage à 0,009\$ par KWh.

⁶³ Il faut toutefois noter que le prix au KWh obtenu dans le plus récent contrat d'approvisionnement éolien serait de 6,5¢, que le coût de transport pourrait être de l'ordre de 1,3¢ et que le coût d'équilibrage, à 0,9¢ le KWh, paraît élevé pour certains commentateurs; on en arrive quand même avec ces données à un prix de fourniture de 8,7¢ le KWh. Francoeur, Louis-Gilles. *Le Québec, leader de l'éolien*. Le Devoir, 5 octobre 2004, p. A 1.

⁶⁴ Selon le sommaire du programme, «l'incitatif financier est d'environ la moitié du coût actuel de la surcharge associée à l'énergie éolienne». Le programme vise une capacité de 1 000 MW. On le trouve au www.canren.gc.ca/programs/index_f.asp?Cald=107&PgID=623. Le gouvernement du Québec a aussi créé des programmes de crédit d'impôt dans ce domaine: Enjeux, *op. cit.*, p. 26.

fins qui devraient élargir au budget du gouvernement du Québec, et non à celui du distributeur d'énergie.

L'énergie éolienne peut donc constituer une piste de solution intéressante, mais elle ne règle pas tout. Elle contribue davantage au bilan en énergie, plutôt qu'en puissance. Elle requiert des mécanismes d'équilibrage, et donc la participation active d'Hydro-Québec⁶⁵. Elle n'est pas entièrement dépourvue d'impacts environnementaux. Il faudra aussi éviter qu'elle contribue indûment à gonfler la facture d'électricité des abonnés.

Dans ce contexte, nous accueillons avec grand intérêt la réorientation stratégique d'Hydro-Québec qui, à l'invitation pressante du gouvernement du Québec, lancera à court terme un appel d'offres pour un second bloc de capacité éolienne de mille mégawatts qui viendront s'ajouter aux neuf cent quatre-vingt-dix mégawatts (990 MW) déjà retenus par contrat à la suite de l'appel d'offres A/O 2003-02 d'HQD⁶⁶ et dont Hydro-Québec escompte bénéficier dès 2009⁶⁷. Si ces projets se concrétisent, plus de six pour cent (6,1%) de la puissance disponible pour Hydro-Québec proviendrait dans quelques années de la filière éolienne, compte tenu des installations déjà existantes et de ces deux nouveaux blocs de production.

Sauf exceptions, la filière thermique ne devrait être qu'un pis-aller au Québec

4- la filière thermique

On fabrique classiquement de l'électricité en grande quantité par le mouvement d'un rotor dans un alternateur. Pour mouvoir le rotor, on peut utiliser le courant de l'eau ou celui de l'air; on peut aussi utiliser de la vapeur comprimée. Pour produire cette vapeur, il faut chauffer de l'eau: on aura donc une centrale thermique. Et on peut chauffer l'eau en brûlant du pétrole, du gaz naturel, du charbon ou d'autres combustibles, ou en exploitant la fission nucléaire.

Le Québec a peu recouru à la filière thermique. On lui associe des impacts environnementaux négatifs importants, qu'il s'agisse des résidus de combustion rejetés dans l'atmosphère ou des déchets nucléaires. Pour le Québec, la filière thermique comporte aussi cet inconvénient qu'on ne produit actuellement sur le territoire ni charbon,

⁶⁵ qui estime incidemment sa capacité d'équilibrage «limitée», sans toutefois la quantifier précisément: *Approvisionnement 2004, op. cit.*, p. 13.

⁶⁶ *Ibid.*

⁶⁷ *Ibid.*, p. 22.

ni pétrole, ni gaz naturel, ni uranium: elle induit donc une dépendance à l'égard de fournisseurs étrangers, qui se double inévitablement de frais de transport du combustible.

La dimension économique paraît d'ailleurs indissociable de l'analyse de la filière thermique. L'exploitant d'une centrale thermique est en effet tributaire de l'évolution du prix du combustible qu'il utilise, de sorte que son coût de production peut évoluer de manière imprévisible, surtout s'il recourt à des produits pétroliers ou au gaz naturel, dont les cours ont considérablement varié au cours des dernières années⁶⁸.

En contrepartie, la construction d'une centrale thermique paraît comparativement moins coûteuse que celle d'une centrale hydro-électrique, par exemple. L'investisseur incertain de pouvoir écouler sa production à long terme préférera donc construire une centrale thermique plutôt qu'un grand barrage, puisqu'il immobilise moins de capital et ne se leste pas d'une dette à long terme aussi considérable. S'il trouve des clients, il vend de l'électricité à un prix ajusté (espérera-t-il) au coût de son carburant; à défaut de client, il laisse sa centrale dormir à moins de frais que s'il s'agissait d'une centrale hydraulique.

En somme et en période de risque de marché (comme dans un marché concurrentiel), la filière thermique convient davantage aux investisseurs privés parce qu'elle comporte des coûts variables plus importants que ses coûts fixes. Cela s'avère d'autant qu'on construit plus rapidement une centrale thermique qu'une centrale hydro-électrique.

On comprend donc que la Régie ait noté dans l'Avis que la mise en oeuvre d'un marché de concurrence «mène présentement et inexorablement à la filière thermique ou à la filière de la grande hydraulique»⁶⁹: Hydro-Québec construit de grands barrages à un coût unitaire par kilowatt-heure relativement bas mais doit écouler sa production, ou de plus petits producteurs prennent le risque économique calculé d'investir des sommes bien moins importantes dans la filière thermique. Comme l'ajoute la Régie, «[l]e marché n'est pas neutre à l'égard du choix des filières.»⁷⁰ Favoriser la concurrence dans le contexte

⁶⁸ Le prix du gaz naturel est passé du simple au triple à deux reprises depuis 1997, selon un petit tableau qu'on trouve à la p. 24 du *Plan stratégique 2004-2008* d'Hydro-Québec, oscillant de moins de 2 USD par millier de pieds cubes en 1997 à plus de 6 USD en 2001, pour retomber à 2 USD en 2002 et remonter à plus de 6 USD en 2003. Notons que 43% des réserves mondiales de gaz naturel se trouveraient en Russie et en Iran, le Canada n'en détenant qu'un pour cent et les États-Unis, 3,1%: Doyle, Rodger. *Energy Geopolitics*. Scientific American, octobre 2004, p. 36. On revient à cet aspect à la section IV-A.

⁶⁹ Avis, *op. cit.*, p. 134.

⁷⁰ *Ibid.*

actuel, ce serait donc presque inévitablement favoriser la production thermique, avec ses inconvénients économiques et environnementaux⁷¹.

Tout n'est cependant pas d'un noir de suie en matière de production thermique. Dans certains cas où, de toute manière, de la chaleur et de la vapeur sont produites à l'occasion d'un processus industriel, la récupération de cette énergie thermique à des fins de production d'électricité peut tomber sous le sens, tout comme le recours à l'incinération pour éliminer des déchets de biomasse et produire ainsi de la vapeur servant à faire tourner des alternateurs. La cogénération et le recours à la biomasse peuvent donc jouer un rôle d'appoint dans la production électrique; ces méthodes ne contribueront toutefois que très accessoirement à la sécurité énergétique des Québécois. HQD note d'ailleurs qu'alors que le gouvernement a réservé un bloc de cent mégawatts (100 MW) à la production par biomasse, l'appel d'offres lancé par HQD a mené à l'approbation de contrats qui ne totalisent que trente-neuf mégawatts (39 MW), tandis que le «potentiel réel d'électricité produite par cogénération reste encore à être démontré, au Québec»⁷².

Pour caricaturer, la filière thermique pollue et son coût d'exploitation est imprévisible, mais elle est pratique: c'est la solution du pauvre, qui ne peut pas s'offrir mieux même s'il économiserait sans doute à long terme en investissant autrement.

5- l'efficacité énergétique

En 1991, Hydro-Québec rappelait qu'elle avait pour objectif «de réduire la demande d'électricité régulière annuelle du Québec de 12,9 TWh d'ici à 1999» et avait commencé à mettre en place divers programmes d'économie d'énergie pour y parvenir⁷³. Cela représentait un objectif de réduction équivalent à environ neuf pour cent (9,03%) des besoins québécois totaux en 1990⁷⁴, qu'on entendait donc atteindre en moins de dix ans. En 1993, on évoquait un objectif de réduction de la demande de 9,3 TWh d'ici l'an 2000⁷⁵. En 1996, on constatait des «résultats [...] en deçà des objectifs initiaux fixés pour 1995», tout en faisant état d'économies d'environ 1,6 TWh au cours de l'année écoulée⁷⁶; on n'énonçait plus d'objectif à moyen terme.

⁷¹ Cet argument est aussi retenu par un expert entendu par la Commission: Lafrance, Gaëtan. *La sécurité énergétique et la filière éolienne – avis d'expert présenté au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs*. Québec, novembre 2004. 29 p. P. 7.

⁷² Approvisionnements 2004, *op. cit.*, pp. 12-13.

⁷³ Hydro-Québec. *Rapport annuel 1990*. Montréal, Hydro-Québec, 2e trimestre 1991. P. 20.

⁷⁴ *Ibid.*, p. 86 pour les besoins québécois totaux.

⁷⁵ Hydro-Québec. *Rapport annuel 1992*. Montréal, Hydro-Québec, 1er trimestre 1993. P. 23.

⁷⁶ Hydro-Québec. *Rapport annuel 1995*. Montréal, Hydro-Québec, 2e trimestre 1996. P. 13.

Depuis, on avait vu en somme peu de traces d'une politique d'efficacité énergétique aussi ambitieuse que celle adoptée en 1990 et les investissements d'Hydro-Québec dans ce domaine ont d'ailleurs commencé à décliner dès 1993⁷⁷. Pour certains, cet abandon d'un objectif ambitieux d'économie d'énergie tiendrait à l'atténuation conjoncturelle du sentiment d'urgence à l'égard du risque de pénurie⁷⁸. Le «virage commercial» d'Hydro-Québec depuis quelques années y serait aussi pour quelque chose⁷⁹.

Les objectifs d'économie d'énergie demeurent modestes et devraient être mieux ciblés

Dans l'Avis, la Régie recommandait de fixer l'«objectif minimal d'économie d'énergie du Distributeur» à 2,1 TWh à l'horizon 2010⁸⁰. Le gouvernement a plutôt choisi de le fixer à 2,4 TWh⁸¹ et Hydro-Québec a annoncé en octobre 2004 «qu'elle portait à 3 TWh sa cible d'économie d'énergie à l'horizon 2010»⁸², ce qui devrait s'accompagner d'investissements de plus d'un milliard et demie de dollars (1,6 G\$) d'ici l'échéance⁸³. Voilà qui est bien mais qui, sur une base annuelle, n'équivaut guère qu'à moins de quarante pour cent (38,8%) de l'objectif fixé en 1990⁸⁴.

On parle donc d'efficacité énergétique en haut lieu au Québec depuis plus de quinze ans, et non sans raison: il s'agit d'une avenue pleine de promesses, mais qu'on persiste à ne concrétiser que bien imparfaitement, parce qu'il s'agit aussi d'un ensemble de solutions qui comportent des inconvénients plus facilement perceptibles que leurs avantages. L'efficacité énergétique requiert en effet que les abonnés changent des habitudes bien ancrées et que les fournisseurs d'électricité investissent pour réduire leurs revenus. Plus fondamentalement, elle requiert des mesures structurantes, dont les effets seront à terme plus importants que les modifications individuelles de comportements.

⁷⁷ Dunsky, Philippe. *L'efficacité énergétique – Manuel de référence pour la régulation des marchés monopolistiques et concurrentiels*. Montréal, Centre Hélios, janvier 2000. P. 34.

⁷⁸ Carpentier, Jean-Marc. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 15:00h – 15:30h, p. 6/8 (première version).

⁷⁹ Enjeux, *op. cit.*, p. 28.

⁸⁰ Avis, *op. cit.*, p. 51.

⁸¹ Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs. *Dans une perspective de développement durable – Le gouvernement du Québec prend des décisions pour améliorer la sécurité énergétique des Québécois*. Communiqué de presse, 5 juillet 2004.

⁸² Enjeux, *op. cit.*, p. 29.

⁸³ 1,6 milliard dans l'efficacité énergétique, 21 octobre 2004, au www.radio-canada.ca/nouvelles.

⁸⁴ En divisant 3,0 TWh par les 6 ans d'ici 2010, on obtient en moyenne 0,5 TWh par an; en 1990, on évoquait 12,9 TWh en 10 ans à peine, soit près de 1,3 TWh par an en moyenne.

Les cibles de programmes d'efficacité énergétique sont variées. Plusieurs sont reliées à l'habitat: isolation, chauffage et éclairage plus efficaces, appareils électro-ménagers ou chauffe-eau consommant moins de courant, équipement de bureau muni de mécanismes de mise en veilleuse. D'autres visent le secteur industriel ou le domaine des transports, entre autres. À l'occasion, on gèrera également la demande en favorisant son déplacement dans le temps, par exemple.

Les mesures mises en place peuvent d'autre part prendre plusieurs formes. L'information, y compris l'étiquetage des biens consommant beaucoup d'énergie, joue un rôle appréciable. Le cadre normatif visant la construction des bâtiments ou les caractéristiques techniques des biens énergivores peut avoir une grande influence. La conception avisée des bâtiments, des biens et des procédés industriels intervient en amont pour réduire les besoins. Des mesures fiscales peuvent jouer un rôle incitatif. Des travaux comme l'amélioration de l'isolation des maisons auront un effet cumulatif substantiel. Des programmes de vérification permettent de mesurer l'impact des mesures appliquées dans le cadre de divers programmes⁸⁵.

Le développement des programmes d'efficacité énergétique paraît toutefois se buter actuellement à des contraintes pratiques, mais surtout à la présence d'une conception incorrecte de la nature des efforts qui peuvent être entrepris. En témoignent ces passages du document de consultation gouvernemental de novembre dernier:

En contrepartie, la hausse de la demande énergétique ne peut être compensée par l'efficacité énergétique à elle seule, compte tenu notamment du coût de cette dernière et du fait qu'elle est dépendante des choix des consommateurs.

Toutefois, sans la collaboration [des consommateurs], aucune mesure ne peut donner de résultats significatifs.⁸⁶

⁸⁵ Il s'agit incidemment d'un aspect essentiel d'une démarche efficace: Dunsky, *op. cit.*, p. 60 (note 54) reprend l'exemple d'un programme d'isolation des chauffe-eau devant permettre une économie de 600 KWh par an au participant; si le sous-traitant fait mal le travail d'isolation et que l'économie effectivement réalisée n'est que de 400 KWh par an, le fournisseur d'électricité peut recevoir une compensation pour avoir favorisé l'économie théorique de 600 KWh par an, mais il encaisse également les revenus de la vente des 200 KWh non réellement économisés. Un programme de vérification efficace s'impose donc pour assurer l'atteinte réelle des objectifs visés.

⁸⁶ Enjeux, *op. cit.*, pp. 13, 29.

Or l'efficacité énergétique peut prendre bien d'autres formes que l'installation de thermostats électroniques ou d'autres mesures aléatoires, «dépendantes du choix des consommateurs», et ces autres méthodes pourraient produire des résultats nettement plus significatifs.

Dans le secteur résidentiel, on pourrait notamment économiser des quantités appréciables d'énergie si les maisons neuves étaient mieux construites et mieux isolées; il suffirait pour cela que les normes relatives à la construction soient resserrées, comme elles auraient dû l'être il y a déjà plusieurs années⁸⁷. Compte tenu de l'importance de l'utilisation à des fins de chauffage dans la consommation totale d'électricité au Québec et dans la croissance de la pointe de la demande annuelle depuis trente ans, des mesures de cette nature contribueraient considérablement à modifier le profil de la demande.

Dans le secteur industriel, la transformation des systèmes d'éclairage d'une seule entreprise de la région de Montréal permet d'économiser plus de six millions de kilowatts-heure par année⁸⁸. C'est dire à quel point des mesures autres que celles visant «les consommateurs» peuvent avoir un effet sur le bilan énergétique.

Des exigences plus élevées relatives aux caractéristiques énergétiques des principaux appareils électroménagers contribueraient aussi à réduire la consommation. Si l'État peut réglementer pour contrôler les émissions polluantes des voitures ou des usines, on ne voit pas pourquoi il ne pourrait pas aussi protéger l'environnement par une réglementation visant à réduire le gaspillage d'énergie. Il importe qu'il agisse rapidement dans ce domaine.

Certes, l'économie d'énergie requiert aussi des changements de comportement et, parfois, le choix de biens plus coûteux au moment de l'achat, par exemple. Des facteurs comme les coûts élevés d'information à l'égard de programmes ou de nouveaux produits freineront également l'adhésion à de tels programmes⁸⁹. Il n'empêche: on paraît bien moins ambitieux maintenant qu'il y a quinze ans – et ce n'est pas parce qu'on aurait depuis lors épuisé la plus grande partie du potentiel d'économies d'énergie, tant s'en faut.

⁸⁷ Pour un examen de la problématique des exigences locales en matière d'isolation, Dussault, Stéphan. *Des gruyères flambant neufs*. Protégez-vous, janvier 2005, p. 11 (et notamment les pp. 12-13).

⁸⁸ Cadieux, Robert. *Les mesures d'efficacité énergétique mises en place chez CAE à Montréal*. Revue La Maîtrise de l'énergie, vol. 18, no 4 (décembre 2003), p. 10. Cette revue est publiée par l'Association québécoise pour la maîtrise de l'énergie.

⁸⁹ Pour une recension de certains obstacles de cette nature, Dunsky, *op. cit.*, pp. 18-20.

D'autre part, les investissements d'une société comme Hydro-Québec dans ce secteur, qui réduisent la consommation tout en occasionnant un déboursé, peuvent induire une augmentation du coût unitaire d'énergie livrée, et donc une hausse de tarifs. Il faut cependant examiner cet impact soigneusement.

D'abord, des programmes efficaces d'économie d'énergie peuvent entraîner des coûts évités importants pour HQP et HQD, par exemple, en permettant de repousser la construction d'infrastructures⁹⁰. Bien qu'il puisse être difficile de les quantifier et de les prendre en compte dans l'établissement des tarifs, l'évitement de ces coûts devrait bénéficier aux abonnés qui les rendent possibles. Ensuite, les participants à des programmes d'efficacité énergétique bien conçus verront de toute manière leur facture d'électricité diminuer suffisamment pour compenser toute hausse tarifaire que ces programmes pourraient induire.

Le cas des abonnés non participants à des programmes peut être plus délicat, puisqu'ils peuvent subir une hausse tarifaire non compensée par une baisse de la consommation⁹¹. Entre autres solutions, plusieurs États des États-Unis ont mis en place des programmes dits de «bénéfice public», en vertu desquels tous les abonnés paient une redevance minimale qui permet d'offrir des programmes relativement universels sans provoquer d'impact tarifaire indu⁹². On évalue dans le cadre de ces régimes que la contribution médiane des fournisseurs d'électricité à des programmes d'efficacité énergétique n'excède pas trois mills par kilowatt-heure⁹³: l'impact tarifaire est donc pratiquement imperceptible.

⁹⁰ Sans parler des coûts évités pour la société dans son ensemble, au niveau des impacts environnementaux par exemple.

⁹¹ Il faut noter à cet égard que, dans bien des cas, les consommateurs ne peuvent tout simplement pas choisir de participer à des programmes d'efficacité énergétique parce qu'ils sont locataires, par exemple, et que les programmes requièrent des travaux qui relèvent d'un propriétaire qui, quand il ne réside pas dans l'immeuble, ne bénéficiera donc pas de réductions de la consommation. Dans ces cas, l'abonné qui bénéficierait du programme ne peut légalement effectuer les travaux, et le propriétaire ne voit aucun intérêt économique à le faire.

⁹² Les modalités de ces programmes varient; pour une analyse de ceux mis en place dans 26 juridictions aux États-Unis, Kushler, Martin; York, Dan; Witte, Patti. *Five Years In: An Examination of the First Half-Decade of Public Benefits Energy Efficiency Policies*. Washington, American Council for an Energy-Efficient Economy, avril 2004. Rapport U041. On trouve le document au www.aceee.org/pubs/U041.pdf.

⁹³ *Ibid.*, p. 11, tableau 11; la médiane se situe à environ 1,15 mill/KWh. Rappelons qu'un mill équivaut à un dixième de cent.

Sont associés à ces programmes des économies d'énergie variant, selon l'État, de 0,1 à 0,8% des ventes annuelles⁹⁴. De ces économies découle aussi une réduction totale de la puissance installée requise, dans les juridictions pour lesquelles on dispose d'informations, de plus de mille mégawatts (1 059 MW). On évalue également que le rapport bénéfice/coût de ces programmes varie entre 1,0 et 4,3⁹⁵: il s'agit donc d'initiatives éminemment rentables. Des mesures particulières peuvent par ailleurs s'adresser directement aux populations les moins susceptibles de participer à des programmes, de façon à répondre à leurs besoins spécifiques ou à favoriser leur adhésion à des programmes plus généraux.

Tout indique d'autre part qu'un marché concurrentiel de la fourniture d'électricité tend à réduire les investissements en matière d'efficacité énergétique⁹⁶, à moins que des mesures compensatoires ne soient mises en place. Comme le note le document de consultation gouvernemental, le virage commercial pris par Hydro-Québec à compter de 1997 a aussi entraîné la réduction de certains efforts en efficacité énergétique⁹⁷; là encore, les politiques appliquées par l'État et ses principaux agents ont donc un impact sur les efforts visant l'efficacité énergétique.

Le cadre incitatif ou réglementaire qui s'impose par conséquent afin de favoriser une consommation plus sage de nos ressources peut être mis en place par le législateur, par un organisme de réglementation comme la Régie ainsi que par d'autres acteurs, comme l'Agence de l'efficacité énergétique. Il y faut toutefois un engagement ferme, qui ne se démente pas dans la durée. Nous notons enfin que le gouvernement du Québec peut faire lui-même des efforts importants au plan de la mise en place d'une stratégie d'économie d'énergie⁹⁸. Il importe qu'il donne ainsi l'exemple.

En somme, il paraît possible d'infléchir la croissance de la consommation d'électricité sans provoquer par ailleurs de hausses tarifaires significatives. Il y faut toutefois un peu d'imagination et beaucoup d'information; il faut aussi un engagement réel et actif des

⁹⁴ *Ibid.*, p. 27, tableau 3.

⁹⁵ *Ibid.*, p. 29.

⁹⁶ Dunsky, *op. cit.*, pp. 16, 28-33, 42-46 notamment. Entre autres facteurs, on peut noter la durée d'amortissement des mesures d'efficacité énergétique, qui décourage l'investissement dans un marché volatil, tout comme l'effet potentiel d'une diminution à court terme du revenu net sur la capacité de verser des dividendes.

⁹⁷ Enjeux, *op. cit.*, p. 28.

⁹⁸ L'hon. Sam Hamad, ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, y a fait allusion en réponse à une question à l'occasion de l'allocution qu'il a prononcée au 3e Forum québécois sur l'énergie, tenu à Montréal le 21 septembre 2004.

pouvoirs publics. Les bénéfices directs et indirects excèdent cependant les coûts, et parfois largement.

6- les modes émergents

Electricity business used to be unchanging, even boring, safe enough for widows and orphans. It has now become almost as nerve-wracking as bungee-jumping.⁹⁹

Le modèle classique de la fourniture d'électricité date d'un bon siècle. La production grâce à de gros alternateurs exploités dans des postes de génération centralisés et l'intégration des fonctions de production, de transport et de distribution correspondaient jusqu'à récemment aux solutions comportant les plus importants avantages techniques et financiers¹⁰⁰.

En somme et en matière de production d'électricité, nous n'avons pas évolué significativement depuis cent cinquante ans: nous faisons encore appel à la roue à aube, au moulin à vent ou à la machine à vapeur. C'est pourtant en 1905 qu'Einstein expliquait l'effet photovoltaïque, par exemple. Et l'électricité demeure conçue, mesurée, tarifée comme s'il s'agissait d'un bien matériel comme le gaz naturel, alors qu'il s'agit d'un processus distribué, non stockable. La «déréglementation» a changé les choses à certains égards, mais la véritable réforme de l'industrie électrique reste à venir.

La situation évolue graduellement. D'aucuns évoquent l'énergie solaire ou d'autres formes d'énergie renouvelable¹⁰¹, outre l'éolien et l'hydraulique. D'autres rêvent de production distribuée¹⁰². À terme, il s'agit donc de modifier fondamentalement les structures de production, de transport et de distribution.

⁹⁹ Patterson, Walt. *Generating Change – Keeping the Lights On: Working Paper No. 2*. Londres, Royal Institute of International Affairs, septembre 2003. 15 p. P. 2. (Ci-après «Patterson 2»), au www.chathamhouse.org.uk/pdf/research/sdp/Generating%20Change%20WP2%20Patterson%202003.pdf.

¹⁰⁰ *Ibid.*

¹⁰¹ Et le gouvernement fédéral a d'ailleurs mis en place un programme de 9 ans, disposant de 51 millions de dollars, qui vise notamment le recours à l'énergie solaire: il s'agit de PENSER, le programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables. On trouvera quelques détails au www2.nrcan.gc.ca/es/erb/francais/View.asp?x=455.

¹⁰² Pour un inventaire de certains des enjeux reliés à la production distribuée, Bell, John. *A Survey of Canadian Policies to Compensate Small Power Producers for Electricity Fed to the Grid: Net Metering and Net Billing*. Halifax, mémoire de maîtrise soumis dans le cadre du

De telles transformations auraient des impacts importants sur la sécurité énergétique. En décentralisant la production¹⁰³, on réduit la dépendance à l'égard des réseaux de transport, actuellement sujets à des pannes¹⁰⁴ ou à des sabotages, et on réduit les coûts de transport (ainsi que les pertes). Comme l'indique un auteur,

But electricity is a process. Any interruption of the process, at any point in the system, may make the lights go out. [...]

The part of the system most vulnerable to disruption is not [...] generation, but the network, including cables, towers and substations [...]. Nevertheless, generation is the key to reducing the vulnerability of the network. The most effective measure is not to reinforce the network but to reduce its importance – in particular, to locate generators closer to loads, minimizing the amount of circuitry needed to complete the electricity process.¹⁰⁵

En recourant à des modes de production novateurs, qui ne dépendent pas de combustibles fossiles, on contribue au développement durable. En concevant mieux des bâtiments qui tirent parti de l'énergie solaire, on réduit la consommation d'électricité ou d'autres formes d'énergie¹⁰⁶. À terme, il s'agit d'une révolution tranquille dans le secteur de l'énergie, y compris l'électricité.

Les impacts de ces solutions demeurent difficiles à prédire et elles requerront des modifications importantes dans les mentalités, les règles et les infrastructures. Pour l'instant, elles s'avèrent évidemment coûteuses, faute d'atteinte d'une masse critique. On

programme d'études environnementales de l'Université Dalhousie, décembre 2003. Disponible au www.cansia.org/downloads/NetMeteringPoliciesinCanada.pdf.

¹⁰³ Et nous notons à cet égard, avec grand intérêt, la demande d'approbation de modalités tarifaires liées à l'autoproduction d'électricité déposée par Hydro-Québec auprès de la Régie le 25 novembre 2004 (dossier R-3551-2004). Nous entendons d'ailleurs participer à cette affaire.

¹⁰⁴ Notons incidemment que certains utilisateurs d'énergie électrique requièrent impérativement une onde extrêmement stable, pour des raisons technologiques, de sorte qu'on évoque le besoin d'un niveau de fiabilité de 99,9999% (les *six nines*): Patterson, Walt. *Networking Change – Keeping the Lights On: Working Paper No. 3*. Londres, Royal Institute of International Affairs, juin 2004. 17 p. P. 8. (Ci-après «Patterson 3»), au www.chathamhouse.org.uk/pdf/research/sdp/WPJun04.pdf.

¹⁰⁵ Patterson 2, *op. cit.*, p. 14.

¹⁰⁶ Comme le suggère par exemple Patterson 3, *op. cit.*, p. 13, *All buildings are designed and constructed to take maximum advantage of natural ambient energy flows, including light, heat, and convection currents of air. Daylight reaches much of the interior of a building. The building structure acts as a heat store [...]*. On demeure évidemment loin de cet idéal.

ne peut que déplorer qu'elles fassent l'objet d'une attention moins que prioritaire de la part de certains acteurs importants, dont Hydro-Québec. Les «efforts substantiels» que consentirait déjà le gouvernement en matière de recherche et de développement dans ces domaines¹⁰⁷ paraissent de l'extérieur assez timides, compte tenu de l'ampleur et de l'importance de la matière.

Dans des domaines autres que l'électricité, nous abondons dans le sens du document de consultation gouvernemental lorsqu'il souligne que le Québec devrait se montrer plus actif en matière de carburants renouvelables comme l'éthanol et le biodiesel¹⁰⁸.

À long terme, la sécurité énergétique du Québec passe toutefois par la substitution de ces modes émergents aux technologies actuelles. Le processus prendra certes quelques décennies et chambardera les habitudes comme les institutions; il faut cependant commencer à s'y préparer dès maintenant. Qu'on le veuille ou non, la donne change.

C- L'impact des prix

1- et si on ne fait rien?

Si rien n'est fait, le Québec pourrait consommer en 2025 presque trente pour cent (26,7%) plus d'énergie électrique qu'en 2004, à un coût unitaire majoré de cinquante pour cent (50%) environ, sinon davantage. C'est dans vingt ans à peine, autant dire demain.

Rappelons que cette prévision de l'évolution des besoins repose jusqu'en 2011 sur le scénario mi-fort présenté par Hydro-Québec en novembre 2004, puis postule une hausse annuelle de la consommation de l'ordre d'un pour cent (1%). Cette énergie supplémentaire coûtera plus cher à produire que celle qu'on tire présentement de la Baie James ou d'ailleurs: comme on l'a noté, on évoque le kilowatt-heure éolien à dix cents (0,10\$), celui provenant de nouveaux aménagements dans le nord-ouest à un coût unitaire atteignant quinze cents (0,15\$) dans certains cas.

¹⁰⁷ Enjeux, *op. cit.*, p. 47. Le document fait état d'un programme de recherche par l'entremise duquel on aurait investi 24,7 M\$ depuis 1991, soit moins de deux millions de dollars par année. On sait qu'Hydro-Québec a aussi réduit et réorienté substantiellement (et malheureusement) les efforts de l'IREQ: Lafrance, Gaëtan. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 12:30h – 13:00h, p. 3/10 (première version); Lafrance, Gaëtan. *La sécurité énergétique et la filière éolienne – avis d'expert présenté au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs*, *op. cit.*, pp. 27-28.

¹⁰⁸ Enjeux, *op. cit.*, p. 20.

Il se peut que ces hypothèses présentées par Hydro-Québec, et pour l'essentiel acceptées par la Régie, s'avèrent un peu trop pessimistes¹⁰⁹. Il n'en reste pas moins que le revenu moyen par kilowatt-heure d'Hydro-Québec s'élevait à environ cinq cents (0,05\$) en 2003¹¹⁰ et qu'en vertu de la loi, l'électricité patrimoniale (qui comble pour l'instant presque toute la demande domestique) est obtenue par HQD à un prix de moins de trois cents le kilowatt-heure (0,0279\$/KWh): jusqu'à preuve du contraire, la nouvelle énergie serait évidemment exclue du bloc patrimonial, et elle coûterait assurément plus cher¹¹¹.

Bref, si on accroît la consommation de près d'un tiers et que cette électricité supplémentaire coûte par hypothèse deux fois plus cher à produire par kilowatt-heure, on n'échappe guère à la conclusion mathématique que le coût unitaire moyen augmentera

À elle seule, la hausse du coût marginal pourrait faire monter les tarifs de 50% d'ici 20 ans

grosso modo des deux tiers. Même en admettant que le coût de la production éolienne diminuera d'ici vingt ans et qu'elle permettrait d'accroître la productivité des centrales patrimoniales, c'est donc faire preuve d'optimisme que de poser l'hypothèse d'une hausse du tarif unitaire de cinquante pour cent: il faut alors envisager un réveil douloureux pour l'économie québécoise, et notamment pour les consommateurs¹¹².

En 2000, «le prix de l'électricité était inférieur de 17,5% à la moyenne canadienne»¹¹³. Cet avantage concurrentiel disparaîtrait à terme. Les coûts énergétiques des entreprises québécoises croîtraient, ce qui aurait des conséquences potentiellement importantes sur le tissu socio-économique, notamment dans certaines régions comptant sur de gros employeurs énergivores. La part de la dépense consacrée à l'énergie dans le budget de

¹⁰⁹ Le prix moyen au KWh associé aux offres de production éolienne récemment acceptées au Québec serait de 6,5 ¢ tandis que la *Bonneville Power Administration* aux États-Unis, fournirait le service d'équilibrage à un prix inférieur de moitié à celui évoqué par Hydro-Québec; par contre, le tarif de transport pourrait excéder 1,3¢ le KWh: Francoeur, Louis-Gilles. *Le Québec, leader de l'éolien*. Le Devoir, 5 octobre 2004, pp. A 1, A 8.

¹¹⁰ À des ventes totales de 183 361 GWh ont correspondu des produits totaux des ventes d'électricité de 9,960 G\$, pour un revenu unitaire de 0,05\$: *Rapport annuel 2003, op. cit.*, p. 107. Cette moyenne purement arithmétique fait évidemment abstraction des variations de taux entre les diverses classes tarifaires et de la part relative de ces dernières.

¹¹¹ Cela s'avère d'autant que selon certaines données, l'électricité produite à la Baie James, qui correspond à environ 40% de la capacité d'HQP, coûterait en moyenne actuellement 1,58 ¢ le kilowatt-heure: Baril, Hélène. *L'électricité de la Baie-James, une aubaine pour Hydro-Québec*. La Presse, 22 décembre 2004, p. A1.

¹¹² À une augmentation du coût unitaire des deux tiers en 20 ans correspond une hausse tarifaire annuelle moyenne d'environ 2,7% par an chaque année; à une hausse du coût unitaire de 50% en 20 ans correspond une hausse tarifaire annuelle d'environ 2% chaque année.

¹¹³ *L'énergie au Québec - édition 2003, op. cit.*, p. 40.

ménages augmenterait sensiblement dans un contexte où, rappelons-le, plus des deux tiers des logements québécois sont chauffés à l'électricité¹¹⁴. Les données dont nous disposons nous incitent à craindre que le nombre de ménages éprouvant des difficultés à payer leur facture d'électricité tend déjà à croître; il faut appréhender que cette tendance s'accroît.

Il ne s'agit donc pas seulement d'assurer qu'il y aura de l'électricité: il faut aussi envisager le prix, le coût de l'électricité provenant de nouvelles centrales étant voué à augmenter. Le coût marginal du kilowatt-heure devient dès lors un enjeu social et politique.

Comment éviter un tel scénario de hausses de prix constantes? On pourrait évidemment songer à produire énormément et à exporter beaucoup et à fort prix, de manière à réduire le fardeau reposant sur les épaules de la clientèle québécoise. Il s'agit cependant d'une stratégie aléatoire, dont les impacts environnementaux seraient importants et sans doute impopulaires et dont le succès dépend de la demande étrangère, imprévisible. Le Québec l'a fait à l'occasion, quand les circonstances s'y prêtaient mais,

Le prix fournit un signal de coût, il est un incitatif (ou non) et il contribue à répartir la richesse

pour les raisons qu'on vient d'évoquer, on ne saurait compter sur cette méthode pour assurer notre sécurité énergétique dans les vingt prochaines années.

Certains posent toutefois la question dans d'autres termes: pour eux, elle prend plutôt la forme: «Au fait, faut-il éviter un tel scénario haussier?» Au cours des dernières semaines, tant le président d'Hydro-Québec que des experts de renom ont en effet plaidé en faveur d'une hausse significative des tarifs d'électricité au Québec, afin de les rendre comparables aux pratiqués dans d'autres juridictions, d'enrayer le «gaspillage» de l'électricité et de soutenir le Trésor public¹¹⁵. Il faut donc d'abord envisager ce scénario et, pour les raisons que nous évoquerons, l'écarter.

2- les arguments favorables à une hausse

a) la notion de «prix»

¹¹⁴ Cette proportion était de 69,91% en 2001: *ibid.*, p. 14, tableau 1.3.

¹¹⁵ Baril, Hélène. *Les experts sont unanimes: l'électricité doit augmenter*. La Presse, 15 décembre 2004, p. La Presse Affaires 1.

Le prix de l'électricité peut être envisagé sous plusieurs angles. Nous mettrons notamment ici l'accent sur la perspective économique, tout en nous arrêtant aussi à d'autres dimensions. Nous nous attarderons aussi pour l'essentiel au prix établi pour les abonnés résidentiels au Québec, les tarifs pratiqués à l'exportation relevant quant à eux d'une autre logique (parce qu'il s'agit entre autres de marchés différents au plan de caractéristiques comme l'élasticité de la demande).

C'est qu'en définitive, les arguments évoqués au cours des dernières semaines à l'appui d'un rehaussement significatif du prix de l'électricité québécoise posent plus globalement la question de la nature du prix en économie. Le prix joue trois (3) rôles principaux dans cette discipline: il fournit un signal de coût, il peut constituer un mécanisme incitatif (ou désincitatif) à l'égard de certains comportements et il a un impact sur la distribution de la

L'État ne doit pas réduire artificiellement la compétitivité des entreprises

richesse¹¹⁶. Les prix jouent en effet un rôle informationnel capital et sont utilisés par les acteurs économiques pour prendre des décisions. Ils ont cependant aussi des impacts plus étendus, qui touchent notamment à l'accessibilité des biens et des services.

Le «juste prix» devrait donc donner un signal économique correspondant globalement aux coûts de production. Son rôle dans l'incitation à adopter ou non certains comportements devrait être envisagé en tenant compte de toutes les données relatives à l'utilité de la ressource dont il s'agit, y compris les externalités. Il devrait d'autre permettre que cette ressource puisse être raisonnablement utilisée par ceux qui en ont besoin. Comprise dans ces acceptions, la notion de prix mène à la conclusion que rien ne justifie qu'on hausse artificiellement les tarifs d'électricité au Québec.

b) le signal de coût dans les marchés

De manière flagrante, le prix de l'électricité produite au Québec demeure largement inférieur à celui de l'électricité produite presque partout ailleurs en Amérique du nord. Pour certains, il conviendrait de hausser le prix de l'électricité québécoise à celui du marché. Le président d'Hydro-Québec, M. André Caillé, évoquait récemment l'hypothèse – on serait tenté d'écrire «l'espoir» – que le prix de production du kilowatt-heure soit

¹¹⁶ Guesnerie, Roger. *L'économie de marché*. Coll. Dominos. Paris, Flammarion, 1996. P.7.

porté à un niveau comparable à celui qu'on observe en Ontario¹¹⁷. On trouve par ailleurs le passage suivant dans le document de consultation gouvernemental:

- l'industrie peut développer, à l'endroit de tarifs d'électricité anormalement bas dans le contexte nord-américain, une dépendance qui, à terme, met à risque la rentabilité de cette industrie et les emplois qu'elle crée.¹¹⁸

Il faudrait donc augmenter les tarifs pour protéger la structure industrielle québécoise, sinon la santé de ses assises économiques.

Il paraît singulier qu'on allègue qu'il faille augmenter les coûts de production encourus par les entreprises québécoises; à ce compte, les employeurs devraient se réjouir de mesures visant à protéger les consommateurs ou les travailleurs, malgré leur coût... Dans une économie de marché, la concurrence s'exerce notamment par les prix et les entreprises ont par conséquent tout intérêt à réduire le coût de leurs intrants.

Or, justement, le milieu québécois fait en sorte que l'intrant «électricité» peut être fourni à un coût particulièrement avantageux, grâce à l'abondance des ressources hydro-électriques et peut-être, à terme, éoliennes. À court et moyen terme, les entreprises sises au Québec disposent par conséquent d'un manifeste avantage concurrentiel, surtout si elles se spécialisent dans des activités énergivores. À plus long terme, le coût de l'électricité québécoise augmentera tout probablement¹¹⁹, mais celui de l'électricité disponible à l'étranger augmentera vraisemblablement aussi, et peut-être même plus rapidement, en raison notamment de la volatilité des prix de certains combustibles fossiles. L'avantage comparatif des entreprises québécoises dans ce domaine pourrait donc fort bien se maintenir, même à long terme; devrait-il s'éroder que les entreprises prévoyantes pourront voir venir. Les autres devront s'adapter à la perte graduelle de cet avantage concurrentiel, comme elles doivent composer avec toute autre évolution du même ordre.

On ne voit cependant pas pourquoi l'État devrait, pour des raisons de marché, décider dès maintenant de priver les entreprises québécoises d'un avantage concurrentiel «pour

¹¹⁷ *Hydro-Québec: André Caillé prône des augmentations de tarifs*. Radio-Canada, 9 décembre 2004, au www.radio-canada.ca/nouvelles.

¹¹⁸ Enjeux, *op. cit.*, p. 16.

¹¹⁹ En raison de la hausse prévisible du coût marginal: les coûts d'exploitation des nouvelles centrales seront supérieurs à ceux du parc existant, en raison notamment de l'inflation à long terme et des coûts de déploiement de technologies relativement novatrices.

leur bien». On ne voit pas non plus comment cela favoriserait le développement économique, notamment dans certaines régions. En général, les États interviennent dans les marchés pour maintenir des avantages concurrentiels au bénéfice de leurs populations, plutôt que pour les éliminer.

Voudrait-on augmenter le prix de l'électricité pour favoriser l'émergence de la concurrence d'autres formes d'énergie¹²⁰ qu'on générerait un paradoxe: la concurrence produit normalement des pressions à la baisse sur les prix, qu'on viendrait justement de hausser pour la faire surgir. Ce serait là une bien étrange manière de protéger des concurrents potentiels, mais pas de favoriser le fonctionnement des marchés.

D'autre part et lorsqu'ils évoquent par exemple la rente pétrolière de l'Alberta¹²¹, Les tenants de l'argument du marché omettent une distinction importante: le marché de l'électricité ne se compare pas vraiment à ceux du pétrole ou du gaz naturel. Les prix du pétrole brut, par exemple, sont maintenant relativement uniformes: il s'agit d'un marché mondial¹²². C'est qu'il est relativement facile de stocker le brut ou de le transporter là où on offre le meilleur prix: celui-ci tend donc à se niveler à l'échelle planétaire.

À l'inverse, on ne peut pas stocker des quantités significatives d'électricité et le transport sur des distances importantes induit des pertes qui peuvent devenir considérables¹²³: par nature, serait-on tenté de dire, le marché de l'électricité demeure relativement régional. Le marché du gaz naturel se situe présentement entre les deux mais, avec la localisation des principaux gisements mondiaux loin des centres de consommation¹²⁴ et l'intérêt croissant envers le transport maritime de ce produit, il évoluera sans doute de plus en plus vers la mondialisation.

Si le marché de l'électricité est surtout régional, le prix de la ressource en Californie ou au Texas ne devrait avoir que peu d'impact sur le prix québécois. Même dans le marché régional du nord-est de l'Amérique, où Hydro-Québec se trouve en concurrence avec d'autres producteurs, il paraît économiquement anormal qu'un producteur se trouvant dans

¹²⁰ et pour augmenter les chances que la filière thermique puisse rivaliser avec les filières hydro-électrique et éolienne dans la production d'électricité...

¹²¹ Fortin, Pierre. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, premier décembre 2004, bloc 15:30h – 16:00h, p. 6/8 (première version).

¹²² quoiqu'hautement volatil et différencié notamment en fonction des diverses catégories de pétrole brut, comme l'*Arabian light*, le *Brent* ou le *West Texas*, mais cela ne change rien au caractère mondial du marché.

¹²³ sans parler des contraintes techniques reliées aux interconnexions, entre autres.

¹²⁴ On y revient à la section IV-A.

cette situation puisse envisager d'augmenter délibérément ses prix, puisque ce serait se rendre moins concurrentiel, à moins qu'on ait ici affaire à un processus d'anticipation. S'attendant en effet à ce que les prix de ses concurrents augmentent considérablement, le Québec pourrait vouloir en tirer parti et augmenter ses bénéfices; mais, au plan macro-économique, ne gagnerait-il pas davantage à accroître son avantage concurrentiel et à attirer des entreprises et des emplois?

Dans la mesure où le prix doit en principe refléter les coûts, l'argument de la mise à niveau visant à établir un prix de production de l'électricité qui serait nettement supérieur au coût de production québécois aurait pour effet de fournir un signal de coût inexact, faussé: dans une perspective économique et à l'égard de ce premier rôle, ce serait donc un mauvais prix¹²⁵. Un signal erroné a toutes les chances d'avoir des conséquences paradoxales¹²⁶: en l'occurrence, la fixation d'un prix nettement supérieur au coût de production pourrait notamment comporter comme effet pervers qu'elle inciterait le producteur à se doter de ressources additionnelles, puisqu'il pourrait tirer une rente très élevée de ses ventes¹²⁷. C'est aussi inciter les autres acteurs économiques à recourir à des ressources dont le prix sera peut-être moins élevé, mais dont le coût de production sera en fait plus important que celui de l'électricité: ce serait alors induire, manifestement, des inefficiences dans l'économie.

Le prix fournira une information d'autant plus faussée dans le cas qui nous concerne que, faute d'encadrement réglementaire des activités de production de l'électricité, il paraît présentement constituer presque le seul moyen de déterminer les coûts réels de la

¹²⁵ Guesnerie, *op. cit.*, p. 48. Il nous paraît incidemment inexact d'affirmer que la hausse prévisible des prix des énergies concurrentes exercerait «une pression à la hausse sur les prix de l'électricité au Québec»: Enjeux, *op. cit.*, p. 14. La hausse du prix de produits concurrents peut fournir des occasions d'affaires et accorder une marge pour augmenter le prix de l'électricité si on le juge à propos par ailleurs, mais elle n'impose pas une augmentation du prix de l'électricité à moins que ces concurrents soient des intrants. Un concurrent n'est jamais obligé de faire du parallélisme de prix; au contraire et dans un marché fonctionnel, il bénéficie de son avantage comparatif en maintenant un prix bas. Seule une dépendance accrue sur la filière thermique exercerait au Québec «une pression à la hausse» sur le coût de production de l'électricité.

¹²⁶ À l'égard de l'analyse économique classique concernant des mesures comme les planchers de prix fixés par l'État, cf. par exemple Stiglitz, Joseph; Driffil, John. *Economics*. New York et Londres, W.W. Norton, 2000. Pp. 95-96. Rappelons que le Pr. Stiglitz a gagné le prix Nobel d'économie en 2001 pour ses travaux relatifs aux asymétries informationnelles dans les marchés, notamment.

¹²⁷ et plus précisément, dans ce cas-ci, de ses exportations d'électricité dans un marché régional où il prendrait le risque d'anticiper que même un prix élevé demeurerait relativement concurrentiel.

ressource. On devra y revenir, notamment à la section III-C 5 c). En somme, il n'y a pas de substitut informationnel au prix.

Dans l'analyse économique néoclassique, ce signal de prix erroné constituerait d'autant une hérésie qu'on s'attend ici à ce qu'il soit donné avec le soutien de l'État. Dans une perspective de signal de coût, rien ne vient donc justifier qu'on augmente le prix de l'électricité à un niveau significativement supérieur à son coût réel¹²⁸. D'autre part, un prix gonflé ne jouerait pas mieux les deux autres rôles auxquels il pourrait aspirer, comme il s'agit maintenant de l'établir.

c) l'argument de l'incitation

i) les externalités

Pour beaucoup, le bas prix de l'électricité au Québec induirait une kyrielle d'effets délétères. Il favoriserait la surconsommation d'électricité¹²⁹. Il compromettrait les efforts visant la mise en place de programmes d'efficacité énergétique. Il déplacerait indûment d'autres formes d'énergie, comme le gaz naturel. Le document de consultation gouvernemental résume cette critique dans les termes suivants.

Contrairement au pétrole et au gaz naturel qui se transigent au prix du marché, l'électricité consommée au Québec est vendue à un prix préférentiel par rapport au marché nord-américain en général. Ceci a plusieurs effets qui méritent qu'on s'y attarde:

- on peut être amené à utiliser l'électricité à des usages pour lesquels il existe d'autres formes d'énergie plus avantageuses, par exemple le gaz naturel pour le chauffage;
- on peut être porté à surconsommer l'électricité compte tenu du bas prix;
- on peut être détourné de l'application de certaines mesures d'efficacité énergétique parce qu'elles ne

¹²⁸ dans la mesure où on peut le déterminer, ce à quoi on revient à la sous-section suivante.

¹²⁹ Fortin, Pierre. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, premier décembre 2004, bloc 15:30h – 16:00h, p. 6/8 (première version); Doucet, Joseph. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, premier décembre 2004, bloc 16:30h – 17:00h, p. 7/7 et bloc 17:00h – 17:30h, pp. 2/9 et 5/9 (première version); Carpentier, Jean-Marc. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 15:00h – 15:30h, p. 8/8 (première version).

représentent pas une économie suffisamment attrayante;¹³⁰

Notons qu'on passe dans cet extrait de l'annonce d'«effets» qui seraient attribuables au bas prix de l'électricité à la formulation d'hypothèses: on «peut», indique le texte, être «amené», «porté» ou «détourné». La nuance importe, parce qu'on ne trouve guère d'indications factuelles au soutien de ces conséquences redoutées: on y reviendra *infra*. Envisageons néanmoins ces diverses appréhensions.

Le bas prix de l'électricité lui donnerait un avantage concurrentiel sur d'autres formes d'énergie? Les économistes devraient y voir le jeu normal du marché. Soulignons à cet égard que le prix de l'électricité fournie au Québec n'est pas artificiellement bas, comme le démontrent d'ailleurs les remarquables résultats financiers d'Hydro-Québec: il ne fait pas de doute qu'il excède le coût de production, de transport et de distribution. Dans le marché québécois, l'avantage économique de l'électricité est réel.

Débordons toutefois du cadre étriqué d'une analyse purement comptable pour tenter de prendre en compte les externalités, i.e. les facteurs qui ne se répercutent pas adéquatement dans les prix. Plus précisément, on entend en économie par «externalité» le type de phénomène qui se produit quand un agent économique qui pose un geste n'en supporte pas tous les coûts ou n'en retire pas tous les bénéfices¹³¹. Classiquement, la raffinerie ne supporte pas tous les coûts économiques reliés à la pollution qu'elle génère mais l'inventeur ne reçoit généralement pas une compensation pour tous les avantages économiques associés à ce qu'il a mis au point, par exemple¹³².

La tarification des diverses sources d'énergie devrait refléter «la valeur réelle de celles-ci»¹³³? Nous en sommes. Cette «valeur réelle» doit toutefois prendre en compte l'évaluation des externalités¹³⁴.

¹³⁰ Enjeux, *loc. cit.*

¹³¹ Entre autres sources, Stiglitz *et al.*, *op. cit.*, glossaire, p. A7; Guesnerie, *op. cit.*, glossaire, p. 119. On notera aussi la définition qu'en donnait M. Alain Webster devant la Commission: Webster, Alain. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 11:00h – 11:30h, p. 4/6 (première version).

¹³² À l'égard de ces externalités «négatives» ou «positives», entre autres, Stiglitz *et al.*, *ibid.*, p. 123.

¹³³ Enjeux, *op. cit.*, p. 21.

¹³⁴ Webster, Alain. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 11:30h – 12:00h, pp. 7 et 8/9 (première version).

Il ne fait pas de doute que les énergies comme le gaz naturel comportent leur lot d'externalités négatives, au plan environnemental bien sûr¹³⁵ mais aussi au plan de la sécurité des approvisionnements à moyen et long terme, puisque le Québec pourrait dépendre d'importations en provenance de l'étranger ou de l'apparition d'une production locale qui demeure pour l'instant bien aléatoire¹³⁶. Ces coûts ne sont pas pris en compte dans la détermination du prix du gaz dans les marchés nord-américains, ou bien peu.

L'environnement et la sécurité des approvisionnements induisent des externalités dont on doit tenir compte

Le recours massif à l'électricité au Québec à des fins de chauffage résidentiel depuis une trentaine d'années comporte évidemment aussi des externalités négatives¹³⁷. Bien malin qui pourrait cependant les quantifier en termes de coût et de prix et les comparer à celles reliées à des énergies comme le gaz naturel. On peut cependant comparer, par exemple, les estimés relatifs aux taux d'intensité d'émission selon les sources de chauffage: en somme, quelles sont les quantités de polluants¹³⁸ associées à diverses options de chauffage?

Tableau 5
Taux d'intensité d'émissions selon les sources de chauffage¹³⁹

| Source de chauffage | GES t/GWh | NO _x kg/GWh | SO ₂ kg/GWh | particules kg/GWh |
|---------------------|--------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|
| mazout léger (78%) | 348 | 212 | 403 | 7,2 |
| gaz naturel (82%) | 219 | 173 | 0-4 | 7,2 |
| bois (80%) | 0 | 245 | 50 | 2 495 |

¹³⁵ Et il reste à démontrer que la mise en place marchés de permis d'émission de gaz à effets de serre réussira vraiment à «internaliser» ces impacts socio-économiques et environnementaux dans les prix. On notera à cet égard le témoignage de M. Alain Webster devant la Commission, le 2 décembre 2004. Rappelons que, jusqu'à maintenant, la Régie de l'énergie n'a pas recouru à la monétisation des externalités dans ses travaux: par exemple, *Décision D-2002-169*, dossier R-3470-2001, 2 août 2002, p. 71 et *Décision D-2004-212*, dossier R-3525-2004, 13 octobre 2004, pp. 4 et 14 notamment.

¹³⁶ On y revient à la section IV-C.

¹³⁷ On pense notamment aux effets sur la demande de pointe, qui ne se reflètent pas précisément dans les tarifs applicables à cette période de l'année.

¹³⁸ Nous utilisons ici le terme «polluants» dans une acception plus étendue que celle que la Régie de l'énergie donnait dans l'Avis à celle de «contaminants atmosphériques», qui n'y incluait pas les gaz à effet de serre (ou «GES»): Avis, *op. cit.*, p. 124.

¹³⁹ Ces données sont extraites de l'Avis, *op. cit.*, tableau B-8, p. 113. Les données entre parenthèses indiquent le taux d'efficacité présumé associé à chaque source.

| | | | | |
|----------------------|-----|----|----|----|
| hydroélectricité | 8 | 24 | 42 | nd |
| électricité (Suroît) | 346 | 45 | 9 | 17 |

Ces données, compilées par la Régie, indiquent que la production hydroélectrique affectée à des fins de chauffage résidentiel produit moins de gaz à effet de serre que les autres modes, sauf le chauffage au bois (et ce par un facteur d'au moins 25), moins d'oxydes d'azote que tous les autres modes et plus de dioxyde de soufre que le chauffage au gaz naturel ou l'utilisation de ce combustible dans une centrale à cycle combiné. Elle n'émet pas non plus de particules. Au total, et dans une perspective de développement durable, on ne peut donc *a priori* exclure que le Québec ait fait le moins mauvais choix en optant depuis quelques décennies pour l'électricité, compte dûment tenu des externalités. Là réside tout le défi.

Si on veut utiliser le prix de l'électricité à titre d'incitatif à modifier cette orientation vers l'usage intensif de cette ressource, il faudrait d'abord s'assurer que les prix des diverses formes d'énergie qu'on voudra mettre en concurrence tiennent adéquatement compte des externalités, sans quoi la comparaison sera forcément faussée. Dans le contexte de l'entrée en vigueur du protocole de Kyoto et si on soutient l'hypothèse que les externalités négatives associées au recours au gaz naturel sont plus substantielles que celles associées à l'hydro-électricité ou à l'électricité éolienne, comme le suggère le tableau 5, le prix actuel de l'électricité au Québec pourrait en fait constituer un incitatif au comportement le plus recommandable dans une perspective de développement durable, par exemple.

La problématique des externalités nous ramène enfin au problème de l'exactitude du signal de prix. Elles doivent être ajoutées, dans la mesure où la chose est possible, aux coûts plus aisément quantifiables, «internalisés»¹⁴⁰. Au contraire, la fixation relativement arbitraire d'un prix au niveau comparable à celui établi par un «voisin», dont les coûts comptables et les externalités induites peuvent être fort différents, tend à camoufler la réalité plutôt qu'à favoriser l'établissement des véritables effets du choix d'une ressource ou de l'autre. Dans cette mesure, c'est brouiller l'information sur les marchés économiques et renoncer à utiliser rationnellement l'effet incitatif réel des prix.

ii) l'élasticité de la demande

¹⁴⁰ Webster, Alain. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 11:00h – 11:30h, p. 4/6 (première version).

L'argument de la surconsommation de l'électricité au Québec repose par ailleurs sur le postulat économique que dans un marché parfait, la diminution du prix donne forcément lieu à un accroissement de la demande¹⁴¹. Il va cependant de soi qu'il n'existe pas de marché parfait. Les comportements réels des acteurs économiques peuvent par conséquent ne pas se conformer à cette thèse.

Notons d'abord qu'il n'existe pas à notre connaissance d'étude qui démontrerait empiriquement que le bas prix de l'électricité entraîne une surconsommation appréciable de la part des consommateurs québécois. On se trouve donc ici dans le registre des hypothèses¹⁴². Une comparaison très préliminaire peut toutefois aider à établir si les consommateurs québécois consomment abusivement l'électricité.

Les études comparatives de prix au kilowatt-heure que réalise annuellement Hydro-Québec tendent depuis des années à indiquer que, parmi les grands centres urbains nord-américains, c'est à San Francisco que le coût unitaire de l'électricité est le plus élevé pour les consommateurs. Le relevé prenant en compte les tarifs en vigueur le premier avril 2004 en vient encore à cette conclusion: alors que le prix moyen facturé au kilowatt-heure en postulant une consommation mensuelle de mille kilowatts-heure (1 000 KWh) s'élève à un peu plus de six cents (0,0630\$) à Montréal, il atteint près de vingt cents (0,1956\$) à San Francisco¹⁴³: le prix unitaire dans la ville côtière est donc plus de trois fois (3,1) plus élevé. En principe, cet écart devrait avoir un effet considérable sur la consommation.

La population de la grande région de San Francisco est principalement desservie par la *Pacific Gas & Electric Corporation* et ses filiales, qui fournissent de l'électricité et du gaz naturel dans le nord de la Californie. L'entreprise fournit des données statistiques qu'on peut tenter de comparer à celles divulguées par Hydro-Québec à l'égard de la consommation de sa clientèle:

¹⁴¹ «Bien, lorsque le prix est faible pour un bien ou un service, on sait tous, on consomme trop [...]»: Doucet, Joseph. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, premier décembre 2004, bloc 17:00h – 17:30h, p. 5/9 (première version).

¹⁴² On lira par exemple Fortin, Pierre. *Le développement économique et régional – avis d'expert présenté au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs*. Québec, novembre 2004. 21 p. P. 16, où l'analyse tient en deux phrases dans le premier paragraphe de la section «La tarification de l'électricité: corriger la surconsommation et la discrimination».

¹⁴³ Hydro-Québec. *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines – Tarifs en vigueur le 1er avril 2004*. Montréal, Hydro-Québec, 2004. P. 4. Le document est disponible au www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/2004/pdf/comp_2004_fr.pdf.

Tableau 6
Consommation annuelle comparée
d'électricité par abonné «résidentiel»
d'Hydro-Québec et de PG&E¹⁴⁴

| Donnée | Hydro-Québec domestique/agricole | Pacific Gas & Electric résidentielle |
|-----------------------------------|-------------------------------------|---|
| clientèle | | |
| nombre de clients | 3 343 271 | 4 286 085 |
| consommation totale (GWh) | 57 217 | 29 024 |
| consommation /client (KWh) | 17 237 | 6772 |

À première vue, la consommation annuelle par abonné d'Hydro-Québec serait deux fois et demie (2,54) supérieure à celle des abonnés de PG&E. Deux facteurs obligent toutefois à relativiser cet écart.

D'abord, les données relatives à la clientèle d'Hydro-Québec incluent les abonnés agricoles, ce qui augmente selon toute vraisemblance quelque peu la consommation moyenne de cette catégorie d'abonnés. En additionnant les clientèles résidentielle et agricole de PG&E, on obtient par exemple une consommation moyenne combinée plus élevée d'environ onze pour cent (11,3%) que la consommation moyenne des seuls consommateurs résidentiels.

Ensuite, il faut évidemment tenir compte de l'impact considérable du chauffage sur la consommation résidentielle moyenne au Québec. La clientèle de PG&E se chauffe peu à l'électricité et elle d'ailleurs moins besoin de se chauffer, le climat de la baie de San Francisco étant plus tempéré que celui du Québec. Cette économie au plan du chauffage n'est par ailleurs sans doute pas entièrement compensée par les besoins en climatisation,

¹⁴⁴ Les données relatives à Hydro-Québec sont extraites du rapport annuel 2003, *op. cit.*, p. 107; les données relatives à PGE proviennent de PG&E Corporation. *2003 Financial and Statistical Report*. San Francisco, PG&E Corporation, 2004. P. 19. Le document est disponible au www.pgecorp.com/investors/pdfs/FS_2003.pdf. Dans les deux cas, les données ont trait à l'année terminée le 31 décembre 2003. Les consommations par client sont fournies dans les tableaux des deux distributeurs; notons toutefois que la division de la consommation totale par le nombre de clients d'Hydro-Québec donne une valeur de 17 214 KWh, alors que le tableau fourni par l'entreprise indique 17 237 KWh; on a utilisé ici cette dernière donnée.

le climat estival de la ville de San Francisco¹⁴⁵ n'étant pas plus chaud que celui de Montréal, par exemple:

Tableau 7
Températures moyennes annuelles et mensuelles
observées à Montréal et San Francisco (°C)¹⁴⁶

| Ville | annuel | JV | FV | MR | AV | MA | JN | JL | AT | SP | OC | NV | DC |
|---------------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Montréal | 7,4 | -8,9 | -7,2 | -1,2 | 7,0 | 14,5 | 19,3 | 22,3 | 20,8 | 15,7 | 9,2 | 2,5 | -5,6 |
| San Francisco | 13,9 | 10,6 | 12,2 | 12,8 | 13,3 | 14,4 | 15,6 | 15,6 | 16,1 | 17,2 | 16,6 | 14,4 | 11,1 |

De toute évidence, les hivers montréalais sont plus froids, mais les températures moyennes estivales des deux villes ne sont pas si éloignées.

La consommation résidentielle moyenne reliée au chauffage est considérable au Québec¹⁴⁷. Par exemple et selon le comparateur de coûts disponible sur le site web de l'Agence de l'efficacité énergétique, les coûts de chauffage dans une résidence unifamiliale d'un peu plus de deux mille pieds carrés (2 080 pi²) chauffée à l'électricité et construite en 1997 sont de mille deux cent quatre-vingt-douze dollars (1 292\$) à un tarif, taxes incluses, de 0,069\$ le kilowatt-heure, ce qui équivaut à une consommation de près de dix-neuf mille kilowatts-heure (18 724 KWh). Puisque la proportion de résidences québécoises chauffées à l'électricité est de soixante-dix pour cent (70%) environ, il faut pondérer cette consommation si on veut l'extrapoler à l'échelle provinciale mais, avec ce facteur de conversion, on obtient quand même une consommation moyenne affectée au

¹⁴⁵ Il faut évidemment prendre en compte les variations de température ponctuelles sur le territoire de PG&E, dont certaines régions peuvent être plus chaudes l'été que San Francisco. On y revient à la note 153.

¹⁴⁶ Les données relatives à Montréal visent la station «Montréal McGill» et sont extraites des normales climatiques 1971-2000 qu'on trouve sur le site web d'Environnement Canada (l'URL de la page consultée est particulièrement long) Les données relatives à San Francisco ont été tirées du www.weatherbase.com/weather/weather.php?s=149427&refer= et elles correspondent à peu de choses près aux données de maxima et de minima fournies par le *Western Regional Climate Center* à l'égard de la station Mission Dolore, située au centre de la ville de la San Francisco pour la période de janvier 1914 à septembre 2004, qu'on trouve au www.wrcc.dri.edu/cgi-bin/cliREctM.pl?casfod. Les données états-uniennes, fournies en degrés Fahrenheit, ont été converties en degrés Celsius selon l'équation: $C^{\circ} = (5/9) * (F^{\circ} - 32)$.

¹⁴⁷ Notons incidemment qu'elle équivaut à «27% des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2003-2004»: Prévission 2004, *op. cit.*, p. 21.

chauffage de plus de treize mille kilowatts-heure (13 107 KWh), et ce en fonction des données relatives à une construction récente¹⁴⁸.

On peut tenter une confirmation de cet estimé en utilisant d'autres données. Selon l'Office de l'efficacité énergétique du Canada, les charges de chauffage annuelles typiques d'une résidence à Montréal varient entre quarante-cinq (45 GJ) et cent dix gigajoules (110 GJ), selon le type de bâtiment et son âge; la capacité calorifique du chauffage électrique est évaluée à 3,6 mégajoules par kilowatt-heure¹⁴⁹. Retenons hypothétiquement une consommation annuelle à des fins de chauffage de soixante gigajoules (60 GJ): cela équivaut à près de dix-sept mille kilowatts-heure (16 667 KWh) ou, après pondération par le même facteur de soixante-dix pour cent (70%) qu'on a utilisé *supra*, à une consommation moyenne de près de douze mille kilowatts-heure (11 667 KWh) à des fins de chauffage quand on extrapole à l'ensemble de la population québécoise.

Retenons la plus basse de ces deux estimations, soit 11 667 KWh. Si on déduit cette consommation moyenne à des fins de chauffage de la consommation moyenne des abonnés domestiques et agricoles québécois¹⁵⁰, on constate que ces abonnés consacrent en moyenne un peu plus de cinq mille cinq cents kilowatts-heure (5 570 KWh) par année à des fins autres que le chauffage, soit une consommation moindre que la consommation moyenne des abonnés de PG&E qui, eux, ne se chauffent pas à l'électricité (ou très peu)¹⁵¹. En somme (et en kilowatts-heure par année),

| | |
|---|---------------------|
| consommation des abonnés domestiques/agricoles HQ | 17 237 |
| – consommation de chauffage pondérée (70% des ménages) | <u>11 667</u> |
| consommation des ménages québécois moins chauffage | <u>5 570</u> |
| consommation des abonnés résidentiels PG&E ¹⁵² | 6 772 |

¹⁴⁸ On trouve le calculateur de l'Agence au www.aee.gouv.qc.ca/section2/comp_couts.asp. On a tout simplement utilisé les valeurs par défaut du calculateur pour établir la consommation d'un ménage mais il va de soi que le choix des variables modifierait quelque peu les résultats.

¹⁴⁹ Office de l'efficacité énergétique. *Le chauffage à l'électricité*. Ottawa, Ressources naturelles Canada, 2003. Pp. 37 et 39, tableaux 1 et 3. On trouve cette publication au http://oee.nrcan.gc.ca/publications/infosources/pub/home_f/Le_chauffage_electrique.pdf.

¹⁵⁰ qu'on trouve à la dernière ligne du tableau 6.

¹⁵¹ N'oublions pas d'autre part qu'il faudrait sans doute réduire quelque peu la consommation moyenne québécoise pour la comparer à celle des abonnés résidentiels de PG&E, puisque la donnée québécoise inclut la consommation des abonnés «agricoles».

¹⁵² Considérant qu'un climatiseur de fenêtre de puissance moyenne (8 000 BTU) consomme plus de 400 KWh par an, on comprend sans peine que la consommation des abonnés de PG&E vivant dans les parties du territoire qu'elle dessert plus chaudes que San Francisco à des fins de climatisation pourrait sans doute et à elle seule expliquer une bonne part de cet

En somme, la consommation moyenne des abonnés domestiques québécois est presque trois fois plus élevée que celle des abonnés résidentiels du nord de la Californie en raison du recours massif à l'électricité pour le chauffage. Les abonnés québécois se chauffent en grand nombre à l'électricité en raison de politiques publiques adoptées il y a trois décennies et qui ont conduit à des choix d'investissements en matière de chauffage résidentiel. On aurait mauvaise grâce à leur reprocher aujourd'hui de s'être conformés à ces indications. Si on veut maintenant changer cette politique, les décideurs devront s'en expliquer mais ils devront aussi prendre en compte les coûts considérables¹⁵³ d'une reconversion du parc résidentiel vers d'autres sources de chauffage, qui ne garantirait pas par ailleurs qu'on consommerait globalement moins d'énergie au Québec à des fins de chauffage résidentiel¹⁵⁴.

Les Québécois paient trois fois moins cher que les Californiens mais, chauffage exclu, ne consomment pas clairement plus

Bien sûr, comparaison n'est pas raison et on a procédé ici à des estimations très grossières. Elles indiquent cependant que la consommation moyenne des abonnés résidentiels québécois, une fois exclu l'élément «chauffage», pourrait ne pas être sensiblement supérieure à celle des abonnés de San Francisco, alors que les Québécois paient pourtant le kilowatt-heure unitaire trois fois moins cher; la consommation québécoise par ménage pourrait même être inférieure¹⁵⁵. Seules des données beaucoup plus fines, dont nous ne disposons pas, permettraient d'effectuer une analyse rigoureuse. Ces estimations laissent cependant croire que des phénomènes autres que la simple variation de prix pourraient avoir un effet sur l'ampleur de la consommation moyenne.

écart. PG&E dessert un territoire s'étendant de la frontière nord de la Californie jusqu'à la vallée de San Joaquin et San Francisco se trouve pratiquement au milieu de cette zone; c'est aussi autour de la baie de San Francisco qu'on retrouve plus du tiers de la clientèle résidentielle de l'entreprise. Pour la consommation moyenne d'un climatiseur, Hydro-Québec, *Tableau de la consommation des appareils*, au www.hydroquebec.com/residentiel/mieuxconsommer/calcul_consom.html.

¹⁵³ ainsi que certains obstacles qui se situent au confluent de l'économie et du droit, et auxquels on revient à la sous-section II-C 3 c).

¹⁵⁴ Même si un changement de politique provoquait, par exemple, un déplacement de la demande de chauffage vers le gaz naturel, rien ne prouve que les consommateurs abaisseraient la température moyenne de leur résidence: on consacrerait alors autant de gigajoules au chauffage, mais au prix d'externalités nettement plus considérables.

¹⁵⁵ Rappelons aussi ce commentaire de M. Jean-Marc Carpentier: «[...] notre performance énergétique est quand même assez bonne, ici, au Québec.». Carpentier, Jean-Marc. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 15:00h – 15:30h, p. 5/8 (première version).

L'écart tarifaire, même extrême, ne se traduit donc pas par une diminution de consommation discrétionnaire de même ampleur. S'il n'existe pas de relation exactement proportionnelle entre la variation du prix de l'électricité et la variation de la demande (i.e. de la consommation), cela s'explique en large part en termes économiques par une certaine inélasticité de la demande ou, à tout le moins, d'une partie relativement importante de la demande.

Les économistes entendent par l'«élasticité de la demande» la variation (en pourcentage) de la demande d'un bien résultant d'une variation d'un pour cent (1%) du prix¹⁵⁶. Dans la réalité, elle est notamment fonction de la capacité de substitution du bien en cause par autre chose – ou, à la rigueur, de la faculté de ne plus consommer le bien. La comparaison qu'on a tentée plus haut entre les consommations (chauffage excepté) des abonnés de Montréal et de San Francisco indique que l'écart de consommation est beaucoup moins considérable que l'écart de prix: la demande d'électricité serait alors fortement inélastique, de sorte qu'une hausse de prix ne réduirait qu'assez peu la consommation moyenne des ménages québécois.

Cette stabilité de la demande, malgré le prix, ne devrait pas étonner: dans notre société, de nombreuses utilisations de l'électricité ne peuvent pas faire l'objet de substitution. Le consommateur même le plus économe n'a guère d'autre choix que d'utiliser quelques milliers de kilowatts-heure d'électricité par année, sauf à vivre dans une hutte. On peut tenter d'évaluer la consommation annuelle moyenne d'un ménage québécois particulièrement économe en additionnant les consommations attribuables à certains appareils et certaines pratiques¹⁵⁷:

Tableau 8
Consommation estimative annuelle
d'un ménage québécois frugal (KWh)

| | |
|----------------------------------|-----|
| lampes à incandescence (5) | 440 |
| réfrigérateur (dégivrage manuel) | 821 |
| cuisinière | 548 |
| bouilloire | 110 |
| grille-pain | 29 |

¹⁵⁶ Stiglitz *et al.*, *op. cit.*, glossaire, p. A14.

¹⁵⁷ Les données qui suivent sont tirées de Hydro-Québec, *Tableau de la consommation des appareils*, *op. cit.*, en utilisant les postulats qui y sont indiqués ou ceux qu'on a notés dans le tableau.

| | |
|--|-----------|
| four à micro-ondes | 117 |
| téléviseur couleurs | 385 |
| micro-ordinateur et imprimante | 156 |
| aspirateur mobile | 42 |
| bain/douche (2/jour, 3 KWh chacun) | 2 190 |
| lavage (eau froide, deux fois par semaine) | <u>26</u> |
| Total | 4 864 |

On voit sans peine qu'il s'agit ici d'un ménage bien économe¹⁵⁸; sa consommation équivaut pourtant à quatre-vingt sept pour cent (87,3%) de la consommation moyenne sauf chauffage des abonnés domestiques et agricoles d'Hydro-Québec qu'on a estimée *supra*. L'extinction de quelques ampoules changerait peu à l'affaire. En somme, une part importante de la consommation d'électricité des ménages québécois paraît pratiquement incompressible, sauf à tomber nettement en deçà d'un niveau de vie jugé minimalement acceptable dans notre société.

Cette estimation des besoins incompressibles et la comparaison avec un marché où les prix sont beaucoup plus élevés qu'au Québec mènent donc sensiblement à la même conclusion: une part considérable de la demande d'électricité au Québec est inélastique. Les consommateurs québécois ne gaspillent pas de grandes quantités d'électricité, de sorte qu'une variation de prix, même considérable, aurait peu d'effet sur la consommation¹⁵⁹. Elle en aurait toutefois sur le budget des ménages¹⁶⁰ et sur la rentabilité d'Hydro-Québec. On y revient à la sous-section suivante.

La plus grande part de la demande moyenne, chauffage exclu, est incompressible

Une précision s'impose cependant d'abord. Bien entendu,

¹⁵⁸ Il suffirait par exemple de substituer le lavage à l'eau chaude pour le lavage à l'eau froide pour augmenter la consommation annuelle de ce ménage de 560 KWh environ, soit 11%. Un lave-vaisselle, utilisé deux fois par semaine, ajouterait plus de 300 autres KWh par an.

¹⁵⁹ Même en matière de chauffage, on peut se demander quel impact réel aurait une augmentation du prix sur les habitudes de vie. Et même si, par impossible, un choc tarifaire produisait une réduction de la consommation électrique à des fins de chauffage de l'ordre de 10% (ce qui paraît bien improbable), les consommateurs québécois consommeraient encore beaucoup plus d'électricité que ceux du nord de la Californie, par exemple. On notera à cet égard que, lors de sa comparution devant la Commission, M. Joseph Doucet estimait peu probable une baisse de la consommation de l'ordre de 9% en hiver: Doucet, Joseph. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, premier décembre 2004, bloc 17:30h – 18:00h, p. 3/5 (première version).

¹⁶⁰ ou sur leurs conditions de vie, lorsque l'insuffisance des revenus les contraindrait à renoncer à des biens ou des pratiques relativement essentiels.

nous n'affirmons pas ici qu'il n'y a aucun gaspillage d'électricité au Québec¹⁶¹, ni aucune marge pour l'économie d'énergie. On peut faire beaucoup et une partie de la consommation résidentielle est compressible; nous soupçonnons cependant qu'elle soit en proportion importante le fait d'une partie seulement de la clientèle, qui dispose d'un revenu discrétionnaire appréciable. Nous maintenons également que les véritables économies d'énergie dans le secteur résidentiel viendront non de choix individuels, mais de politiques structurelles visant par exemple à renforcer les normes de construction des résidences en matière d'isolation. Quant aux économies découlant de choix individuels, on peut inciter au changement des équipements et des comportements par d'autres

Les données disponibles ne permettent pas de conclure que les consommateurs québécois gaspillent massivement l'électricité

mesures que le signal de prix, et notamment par des efforts importants d'information et d'éducation en recourant à des arguments auxquels on sait beaucoup de consommateurs sensibles, comme ceux ayant trait à l'environnement.

Nous avançons toutefois que les données disponibles ne permettent pas de conclure que les abonnés résidentiels québécois gaspilleraient à ce point l'électricité qu'il faudrait hausser notablement les prix pour enrayer le fléau, ou qu'une telle hausse produirait le résultat souhaité. Il nous paraît également que les consommateurs québécois peuvent fort bien comprendre d'autres indicateurs qu'un signal de prix pour modifier leurs habitudes. Compte tenu que, d'autre part, des facteurs économiques et sociaux importants militent plutôt en faveur du maintien d'un prix relativement bas pour l'électricité québécoise, nous sommes d'avis qu'il n'existe présentement pas d'argument économique probant en faveur d'une hausse significative des tarifs résidentiels.

3- les arguments défavorables à une hausse

a) les termes du débat

Comme on l'a indiqué dans la section précédente, une hausse, même significative, du prix de l'électricité exigé des abonnés résidentiels québécois fournirait un signal de prix faussé et aurait vraisemblablement peu d'impact incitatif (ou désincitatif en l'occurrence) sur une demande assez inélastique et dont une partie, associée à une consommation de

¹⁶¹ Après tout, un filtre de piscine sans minuterie consomme 2 779 KWh par an, tandis que la minuterie permet d'en économiser 1 158: Hydro-Québec, *Tableau de la consommation des appareils*, op. cit.

base, paraît pratiquement incompressible. Les arguments en faveur d'une hausse, qui reposent principalement sur le désir de déplacer la demande, paraissent donc mal fondés au plan économique.

Ceux qui tendent plutôt à s'opposer à une hausse – et nous en sommes – invoquent spontanément son impact sur la population à faible revenu, ce qui relève entre autres de la micro-économie et de la sociologie, mais aussi son effet plus général sur le partage de la richesse, ce qui nous ramène à la troisième dimension de la notion de «prix» que nous évoquions à la sous-section II- C 2 a), *supra*. Il s'agit maintenant de tenter d'étayer cette thèse; afin de boucler d'abord la discussion à l'égard de la notion de prix, nous aborderons dans un premier temps la problématique de la distribution de la richesse.

b) la répartition de la richesse

Un marché produit inévitablement une certaine répartition de la richesse quantifiable totale, en fonction notamment des prix. Par exemple, le boulanger peut bénéficier d'une situation de pénurie pour augmenter le prix de son pain bien au dessus du coût de fabrication: il se ménagera alors une rente considérable, tandis que ses clients consacreront une part importante de leur épargne pour acheter un bien rapidement consommé. Le boulanger se sera enrichi tandis que ses clients se seront relativement appauvris. À l'inverse, le transporteur qui vend des sièges à perte s'appauvrit au bénéfice relatif de ceux de ses clients qui bénéficient de cette largesse.

Cette répartition de la richesse n'est cependant pas nécessairement équitable¹⁶² et il est maintenant assez généralement admis que l'État doit intervenir à l'occasion pour corriger ces problèmes de partage de la richesse¹⁶³. Il s'agit ici de s'intéresser à la manière dont il procède. Son intervention peut refléter

[...] à la fois une logique de l'assurance (elle limite par exemple les fluctuations du revenu liées aux aléas heureux ou malheureux du choix d'une profession) et celle de la redistribution (elle opère des transferts de ceux dont les aptitudes sont valorisées par le marché vers les autres).¹⁶⁴

¹⁶² Quelle que soit la notion d'équité qu'on retienne, débat que nous n'entamerons pas ici.

¹⁶³ Stiglitz *et al.*, *op. cit.*, p. 362.

¹⁶⁴ Guesnerie, *op. cit.*, p. 90. On peut songer à l'assurance-emploi d'une part, et à la fiscalité d'autre part.

C'est ici la seconde logique qui nous intéresse davantage. Pour des raisons qui deviendront limpides *infra*, il faut en effet opérer d'abord un détour par les notions permettant d'évaluer un système fiscal.

Aux yeux des économistes, un bon système fiscal se caractérise par la transparence de ses effets, sa flexibilité, sa simplicité, son efficacité et son équité. Un système sera transparent si le contribuable peut établir clairement combien il paie; les attributs de flexibilité et de simplicité vont de soi; l'efficacité requiert que le système fiscal ait le moins d'impacts possible sur l'allocation des ressources. Quant à l'équité (ou, en anglais, *fairness*), nous ne saurions faire mieux que de citer Stiglitz et Driffill:

In trying to define fairness, economists focus on two principles: **horizontal equity**, which says that individuals who are in identical or similar situations should pay identical or similar taxes, and **vertical equity**, which says that people who are better off should pay more taxes.

Tax systems in which the rich pay a larger fraction of their income than the poor are said to be **progressive**, while those in which the poor pay a larger fraction of their income than the rich are called **regressive**.¹⁶⁵

Puisqu'un système fiscal progressif est plus équitable, il est jugé préférable par les économistes¹⁶⁶. On nous pardonnera de revenir ainsi à des notions qui peuvent paraître élémentaires; c'est que certains experts ont témoigné devant la Commission de l'économie et du travail qu'«il n'y a pas de régressivité dans» le fait d'augmenter les tarifs d'électricité au niveau résidentiel¹⁶⁷.

On doit parler ici de fiscalité parce que de nombreux experts estiment qu'une hausse des tarifs d'électricité, qui se traduirait par une augmentation des bénéfices d'Hydro-Québec, permettrait à la société d'État de verser des dividendes plus importants au ministre des Finances¹⁶⁸. Dans la pratique, la tarification de l'électricité devient un substitut à la fiscalité.

¹⁶⁵ Stiglitz *et al.*, *op. cit.*, p. 364 (caractères gras dans le texte).

¹⁶⁶ *Ibid.*

¹⁶⁷ Par exemple, Fortin, Pierre. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, premier décembre 2004, bloc 16:00h – 16:30h, p. 7/9 (première version).

¹⁶⁸ Par exemple, Fortin, Pierre. *Ibid.*, p. 3/9 (première version).

Notons d'abord que les résultats intérimaires d'Hydro-Québec pour le premier semestre 2004 ne brillent pas moins que ceux de 2003, même en soustrayant le bénéfice exceptionnel provenant de la vente de la participation d'Hydro-Québec dans le secteur du gaz naturel¹⁶⁹. Le bénéfice de la société d'État associé aux activités poursuivies s'élève en effet à près de vingt-deux pour cent (21,89%) des produits, comparativement à vingt-trois pour cent (23,38%) au cours du premier semestre 2003. Les résultats du troisième trimestre de 2004 ne sont pas moins éclatants, même si Hydro-Québec a dépensé trente-cinq millions de dollars (35 M\$) en achats d'électricité à l'étranger pour l'aider à reconstituer ses réserves: le bénéfice net des activités poursuivies au cours du troisième trimestre 2004 s'est élevé à trois cent quatorze millions de dollars (314 M\$), contre cent trente-et-un (131 M\$) au troisième trimestre 2003, une hausse de cent quarante pour cent (140%)¹⁷⁰.

Et puis, au début de l'automne, Hydro-Québec, par l'entremise d'HQD, requiert à nouveau une hausse tarifaire. On y revient à la section III-C 5 e).

À la rigueur, les consommateurs feraient peut-être montre d'une plus grande tolérance si les milliards de dollars de surplus étaient investis depuis des années dans la production éolienne ou dans des programmes d'efficacité énergétique, par exemple. Mais la moitié environ (49,97%) des bénéfices, soit la somme de neuf cent soixante-cinq millions de dollars (965 M\$), ont été déclarés à titre de dividendes en 2003¹⁷¹. La tarification d'HQD entraîne donc un effet direct et substantiel sur l'équilibre budgétaire du gouvernement du Québec. Rappelons par ailleurs que, chose inusitée, les «dividendes à être versés par la Société sont déclarés une fois l'an *par le gouvernement*»¹⁷². La facture d'électricité devient dès lors un instrument fiscal. Le ministre des Finances se montre limpide:

Si la transformation de l'État interpelle le niveau des dépenses gouvernementales et des dépenses fiscales, elle interpelle aussi les sociétés d'État. Un certain nombre d'entre elles sont déjà rentables. Elles peuvent

¹⁶⁹ Hydro-Québec. *Rapport trimestriel – Deuxième trimestre 2004*. Montréal, Hydro-Québec, 27 août 2004.

¹⁷⁰ Hydro-Québec. *Rapport trimestriel – Troisième trimestre 2004*. Montréal, Hydro-Québec, 12 novembre 2004. Pp. 2 et 5 notamment.

¹⁷¹ *Rapport annuel 2003, op. cit.*, p. 101. Rappelons que le bénéfice net d'Hydro-Québec en 2003 était de 1 931 G\$: *ibid.*, p. 81 et note 18, p. 100.

¹⁷² *Loi sur Hydro-Québec, op. cit.*, art. 15.1 (nos italiques). Rarement en effet voit-on un régime où les dividendes d'une société sont déclarés par l'actionnaire, et non par les administrateurs.

le devenir davantage. D'autres encaissent plutôt des pertes, une situation qu'il faut redresser.

D'ores et déjà, nous avons demandé à trois sociétés d'État majeures d'améliorer leur performance. Hydro-Québec, Loto-Québec et la Société des alcools du Québec ont convenu d'objectif additionnels de bénéfices nets.¹⁷³

Ces bénéfices nets accrus se traduisent évidemment par la capacité de verser au trésor public une part plus grande de ces surplus, sous la forme de dividendes ou autrement.

Or il s'agit là d'une mesure à effet fiscal hautement régressive: tous sont frappés, quel que soit leur niveau de revenu, et les ménages à faible revenu voient une part proportionnellement plus considérable de leur propre budget qui passe ainsi de leur portemonnaie à la bourse d'Hydro-Québec, puis aux coffres du ministre des Finances. Les hausses tarifaires obtenues par une société d'État par ailleurs rentable accentuent évidemment l'ampleur de la ponction. Ces pratiques équivalent à un soutien financier des abonnés hydro-québécois, même les plus pauvres, aux contribuables, même les plus riches.

Cette stratégie budgétaire nous paraît foncièrement malavisée et devrait être abandonnée dans les plus brefs délais. On veut bien concevoir que les surplus de certaines sociétés d'État puissent contribuer à assainir les finances publiques, mais la tarification d'un service essentiel doit répondre à d'autres impératifs que ceux qui inspirent l'actuelle exploitation du trésor hydro-québécois.

Des hausses tarifaires auraient un effet fiscal régressif: les abonnés les plus pauvres soutiendraient financièrement les contribuables les plus riches

Rappelons qu'un ménage québécois particulièrement frugal et, par hypothèse, démuné, fait face à une consommation pratiquement incompressible de quatre à cinq mille kilowatts-heure par année pour s'éclairer, conserver ou préparer ses aliments, faire sa lessive et s'informer ou se divertir par la télévision ou l'Internet. Il y a manifestement inéquité verticale à exiger de ce ménage le même effort financier (et indirectement fiscal) à l'égard de cette consommation incompressible que celui requis

¹⁷³ Ministère des Finances du Québec. *Discours sur le budget – budget 2003-2004*. Québec, 12 juin 2003. P. 15.

d'un ménage très cossu¹⁷⁴. Il y a tout aussi manifestement perte de transparence à l'égard du véritable fardeau fiscal imposé aux contribuables.

En un mot, le recours à la tarification d'un service essentiel¹⁷⁵ constitue une assez mauvaise mesure fiscale ou quasi-fiscale. Il s'agit d'une utilisation du prix qui ne mène pas à une redistribution juste de la richesse dans la société. On peut faire mieux que de tels expédients¹⁷⁶.

La facture d'électricité représente déjà 7% du budget des ménages à faible revenu

c) l'impact sur les ménages

Au bout du processus d'établissement du prix de l'électricité se trouve celui qui paie la facture: l'abonné. L'abonné domestique ou agricole moyen d'Hydro-Québec a acquitté une facture totale de plus de mille dollars (1 048,07\$) en 2003¹⁷⁷. Ce n'est pas négligeable. En fait, les ménages québécois dont le revenu se situe au-dessus du seuil de faible revenu consacrent en moyenne un peu plus de trois pour cent (3,1%) de leur revenu total à l'électricité¹⁷⁸.

Pour les ménages se situant sous ce seuil toutefois, la consommation d'électricité équivaut à sept et demie pour cent (7,5%) de leur revenu annuel. L'impact d'une hausse importante des tarifs devient alors démesuré. Si, comme l'ont lancé certains, on devait

¹⁷⁴ Une tarification différenciée par tranches de quantité d'électricité consommée peut au moins en partie atténuer la régressivité d'une augmentation tarifaire, mais la mise en place d'un régime véritablement équitable de modulation tarifaire pose des problèmes complexes, qui feront vraisemblablement l'objet de débats approfondis dans le futur devant la Régie de l'énergie; nous n'aborderons donc pas ici ce débat.

¹⁷⁵ Notons incidemment que nous ne sommes pas seuls à juger que l'électricité constitue un service essentiel: le droit français, par exemple, la décrit dorénavant comme un «produit de première nécessité» et aménage un régime permettant à presque tous d'y avoir accès: République française. *Décret no 2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité*, J.O. no 86 du 10 avril 2004, p. 6773, au www.legifrance.gouv.fr/WAspad/Visu?cid=692526&indice=2&table=JORF&ligneDeb=1#.

¹⁷⁶ Et, avec tout le respect dû à M. Fortin (Fortin, Pierre. *Comparution devant la Commission de l'économie et du travail*, premier décembre 2004, bloc 16:00h – 16:30h, p. 5/9 (première version)), il nous paraît que nous ne sommes pas des émeutiers...

¹⁷⁷ Valeur obtenue par la simple division du total des revenus tirés de ces abonnés par le nombre total d'abonnés: Hydro-Québec, *Rapport annuel 2003*, op. cit., p. 107.

¹⁷⁸ Donnée obtenue par Option consommateurs dans le cadre de l'évaluation d'un projet d'intervention conjoint entre plusieurs associations de consommateurs et Hydro-Québec, décembre 2004 (à paraître).

augmenter les tarifs de cinquante pour cent, les ménages à faible revenu devraient alors consacrer dix pour cent (10%) environ de leurs dépenses à l'électricité.

Or, rappelons-le, il semble que la consommation moyenne d'électricité québécoise, abstraction faite du chauffage, soit raisonnable: les consommateurs à faible revenu ne pourront pas diminuer significativement le nombre de kilowatts-heure qu'ils utilisent. Ce sont alors d'autres dépenses, comme l'alimentation, qui devront être comprimées par l'achat de biens de moins bonne qualité. C'est alors, aussi, la proportion de la clientèle d'Hydro-Québec qui éprouvera des problèmes de recouvrement qui risque d'augmenter.

D'autre part, beaucoup de ces ménages ne pourraient pas choisir de substituer une autre forme d'énergie au chauffage électrique quand elles utilisent ce dernier, parce qu'ils sont locataires. Or la décision d'investir dans un nouveau mode de chauffage du logement revient évidemment au propriétaire qui, lui, ne paie pas toujours la facture d'électricité, ou qui la refile tout simplement à ses locataires dans l'établissement du loyer¹⁷⁹. On voit donc sans peine que le recours au signal de prix pour réduire le recours au chauffage électrique risque d'avoir peu d'effets sur cette consommation, surtout auprès des ménages démunis, mais peut induire des effets appréciables sur les loyers et sur l'accessibilité au logement et sur les conditions de vie de cette tranche de vingt pour cent (20%) des Québécois qui vivent présentement sous le seuil de faible revenu.

Les impacts concrets d'une hausse tarifaire importante sur les abonnés résidentiels devraient donc être évalués avec une grande prudence, parce qu'ils pourraient fort bien produire des effets pernicioeux; certains d'entre eux, comme la détérioration des conditions de vie de dizaines de milliers de personnes, constitueront peut-être des externalités aux yeux d'Hydro-Québec (ce qui n'empêchera pas l'État d'en faire partiellement les frais), mais d'autres affecteront directement l'ampleur de ses mauvaises créances. Au plan humain comme au plan économique, cela ne paraît pas constituer une orientation recommandable.

4- choisir le bon prix

¹⁷⁹ et qui ne voit pas nécessairement non plus l'avantage de mieux isoler son bâtiment, par exemple. Notre expérience empirique dans la mise en oeuvre du programme de réduction de la facture d'énergie soutenu par l'Agence de l'efficacité énergétique dans des quartiers démunis de Montréal nous démontre à l'envi que des milliers de logements sont encore remarquablement mal isolés, sans que les locataires puissent y faire grand-chose.

Quand même l'analyse économique néoclassique paraît militer en faveur de mesures favorables aux consommateurs, on voit somme toute assez mal quels arguments rationnels on pourrait invoquer au soutien d'une décision qui s'avérerait selon toute vraisemblance néfaste aux niveaux macro- et micro-économiques.

Une hausse des tarifs qui ne correspondrait pas aux coûts induirait inévitablement de l'inefficience dans l'économie québécoise, parce qu'elle entraînerait des choix moins qu'optimaux au niveau macro-économique. Elle appauvrirait les ménages à faible revenu et constituerait une mesure à portée fiscale essentiellement régressive. On peut craindre qu'elle aurait par ailleurs très peu d'effets sur la croissance d'une demande en bonne partie inélastique, incompressible.

On sait déjà que le coût marginal de l'électricité augmentera au cours des prochaines décennies, parce que les nouvelles installations de production coûteront inévitablement plus cher que celles qui sont déjà en service¹⁸⁰. Ce phénomène provoquera en soi des hausses tarifaires appréciables.

Hydro-Québec¹⁸¹ et d'autres analystes¹⁸² s'attendent cependant à ce que la croissance de la demande en électricité au Québec dans la prochaine décennie soit surtout attribuable aux besoins des grandes entreprises qui, selon certains¹⁸³, ne la paieraient pas assez cher¹⁸⁴. Le cas échéant, la Régie de l'énergie devrait en tenir compte dans la transposition des effets de ce coût marginal dans les grilles tarifaires d'Hydro-Québec. Cet élément contribuerait également à la stabilisation, souhaitable, de la facture des consommateurs résidentiels. D'autres ajustements, de nature structurelle et auxquels on revient à la sous-section III-C 5 e), contribueraient également à l'atténuation de l'impact de l'augmentation du coût marginal.

¹⁸⁰ Encore que la mise en place de certains projets, comme ceux entourant la centrale Eastmain-1-A, puisse contribuer à améliorer la rentabilité de centrales en aval, en dérivant vers elles des réserves hydriques plus importantes: Hydro-Québec Production. *Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert – Étude d'impact sur l'environnement*, op. cit., pp iii., 2-14 – 2-16.

¹⁸¹ Prévision 2004, op. cit., p. 16.

¹⁸² Lafrance, Gaëtan. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 12:00h – 12:30h, p. 8/10 (première version), par exemple.

¹⁸³ Cf. par exemple les témoignages cités à la note 130.

¹⁸⁴ Ce à quoi ces entreprises objecteraient incidemment qu'elles font appel à une production de base, et non de pointe, et qu'elles induisent des coûts de distribution nettement moins élevés que d'autres clientèles. Le débat reste entier.

Malgré cela, l'électricité demeurera comparativement peu coûteuse à produire au Québec, qu'on s'attarde éléments financièrement mesurables ou les coûts évités en matière d'environnement et de sécurité. Rien ne justifie qu'on en gonfle artificiellement le prix interne alors qu'il s'agit d'une ressource que nos voisins nous envient. Au contraire, bénéficions de cet avantage pour accroître la richesse collective, puis la répartir selon des méthodes fiscalement progressives, et non par l'équivalent d'une taxe sur un service essentiel.

D- L'obligation de choisir

1- quel avenir?

Laissée à elle-même, la consommation d'énergie tendra à augmenter; celle d'électricité aussi. La logique du développement durable nous invite à encadrer, à freiner cette croissance. L'efficacité énergétique constitue dans cette perspective une stratégie fondamentale.

La volonté de réduire les effets environnementaux de la production et de la consommation d'énergie sur l'atmosphère paraît peu compatible avec l'accroissement du recours à l'énergie thermique, quelle qu'en soit la forme. Pour les deux prochaines décennies au moins, l'énergie électrique de provenance hydraulique ou éolienne devrait être disponible en quantité suffisante et à des prix à la fois relativement stables et susceptibles d'être conservés à des niveaux abordables si le Québec sait faire preuve de sagacité. À plus long terme, des avenues telles que la production distribuée en matière d'électricité et le recours à diverses technologies nouvelles et touchant tous les aspects de la consommation énergétique, auxquelles il faut dès maintenant commencer à réfléchir sérieusement, devraient permettre de répondre adéquatement aux besoins énergétiques du Québec.

Parce qu'il est comblé par la nature, le Québec peut choisir. Dans un modèle de développement, il ressemblera de plus en plus aux États-Unis: recours accru à l'énergie thermique, imprévisibilité des coûts, hausse des prix, ersatz de concurrence sans effet utile pour les abonnés résidentiels, planification à courte vue et visant une rentabilité financière et boursière à court terme. Dans l'autre, il mise notamment sur l'électricité, sur des ressources renouvelables à un coût prévisible et un prix abordable, il répartit équitablement la richesse collective qui en découle et il planifie dès maintenant pour les deux ou trois prochaines décennies dans une véritable perspective de développement durable.

Nous inclinons nettement pour le second modèle. Il s'agit maintenant de traduire cette orientation un peu plus précisément.

2- des orientations à retenir

La filière thermique de production d'électricité constitue une solution de tout dernier recours: elle pose des problèmes environnementaux, elle accentue la dépendance énergétique du Québec sur des sources étrangères et elle pourrait s'avérer fort coûteuse à la longue. On ne s'étonne donc pas qu'elle soit aussi impopulaire. Certains marchés véritablement concurrentiels et riches en combustible peuvent trouver quelque attrait économique aux centrales thermiques: ce n'est pas le cas du Québec. Un effort de planification accru devrait nous permettre d'éviter le recours massif à ce type de solution. Tout au plus pourrait-on tirer parti de certains projets de cogénération ou de combustion de la biomasse où on produira de toute manière de la chaleur; autant, alors, en bénéficier dans les cas qui le permettent pour générer aussi de l'électricité.

La petite production hydraulique constitue au mieux une solution d'appoint. Le potentiel économiquement réalisable demeure limité, compte tenu de l'ampleur des besoins, tandis que les impacts environnementaux parsemés aux quatre coins du Québec réduisent significativement l'intérêt que peut comporter cette filière.

Tout indique que la filière éolienne mérite d'être exploitée, en raison de la quantité d'énergie renouvelable qui peut être générée et de l'ampleur comparativement limitée des impacts environnementaux. Il faudra cependant encadrer les coûts associés à cette filière et la production éolienne ne comblera pas entièrement les besoins en puissance au cours des vingt prochaines années; elle est par ailleurs indissociable dans son exploitation du recours à des mécanismes d'équilibrage, et notamment à des réservoirs hydriques.

Les grands barrages demeurent par conséquent, à court et moyen terme, la filière de production la plus recommandable pour assurer la sécurité énergétique du Québec. Cette solution devra être développée en complémentarité étroite avec l'énergie éolienne. Le rôle central d'Hydro-Québec devra être préservé. Les impacts sur l'environnement et les communautés devront être réduits dans toute la mesure du possible. Les prix devront aussi être contrôlés soigneusement. Il ne s'agit donc ni d'une solution simple, ni d'une solution idéale.

Dans une perspective de coût marginal croissant, l'efficacité énergétique devient d'autre part une voie obligée. Outre les avantages environnementaux qu'elle recèle, elle

permet dans une certaine mesure de contenir les coûts de l'électricité au Québec et cela deviendra de plus en plus important. Il faudra certes investir pour économiser l'énergie, mais le rendement de ce placement pourrait bien s'avérer fort rentable non seulement pour chaque abonné, mais pour l'ensemble de la société. Il faudra cependant éviter que le choix de l'efficacité énergétique ait un impact indu sur la facture mensuelle des consommateurs.

Une habile conjonction des filières «grande hydraulique», «éolien» et «efficacité énergétique» peut nous permettre d'envisager un horizon de vingt ans sans devoir craindre des pénuries ou des chocs tarifaires trop violents. La rapidité de l'évolution des sociétés et des technologies rend un peu aléatoire une réflexion à plus long terme, pourtant nécessaire. La réduction graduelle de notre accoutumance à l'électricité et la mise au point de modes de génération et de distribution novateurs, auxquelles on devrait s'attaquer dès maintenant, joueront sans doute un rôle important dans le second quart du vingt-et-unième siècle.

Nos sociétés ont besoin d'énergie et cela ne changera pas dans un avenir prévisible. L'électricité continuera à jouer un rôle déterminant dans le bilan énergétique québécois. Il faut dès maintenant mettre l'accent sur des solutions qui seront fiables à long terme et dont les coûts économiques, sociaux et environnementaux seront les plus bas possibles. Le Québec devrait se doter d'une politique énergétique claire et ferme, qui continue à mettre l'accent sur le développement durable. Il devrait faire en sorte que ses principaux instruments dans le domaine énergétique mettent cette politique en oeuvre et disposent de tous les moyens requis à cette fin.

Première recommandation

Nous recommandons que le gouvernement du Québec confirme et accentue son engagement en faveur d'une politique énergétique axée sur le développement durable, en mettant notamment l'accent sur des filières de production d'électricité recourant à des énergies renouvelables dont, à court et moyen terme, les filières «grande hydraulique» et éolienne principalement.

Recommandation 2

Nous recommandons que le gouvernement du Québec fixe à Hydro-Québec, à la Régie de l'énergie et à l'Agence de l'efficacité énergétique des orientations claires et conformes à cette politique, et qu'il les dote de tous les moyens requis pour la mettre en oeuvre.

En particulier, des efforts devront être consentis pour soutenir le développement de la filière éolienne; ce processus a été entamé à l'automne 2004, mais il doit se poursuivre.

Recommandation 3

Nous recommandons à Hydro-Québec de se conformer aux recommandations no 9 et 12 formulées par la Régie de l'énergie dans son avis du 30 juin 2004, qui visent la production éolienne, et nous recommandons au gouvernement du Québec de s'assurer du respect de ces recommandations.

À terme, le potentiel éolien effectivement exploitable du Québec devrait être complètement inventorié et tous les éléments permettant d'établir une stratégie cohérente de développement pour la filière éolienne devraient être circonscrits et analysés, dans le cadre des travaux de la Régie.

Dans le même souci de transparence à l'égard des données fondamentales permettant d'évaluer le niveau de sécurité énergétique du Québec, nous appuyons sans réserve la recommandation no 8 formulée dans l'Avis, et qui a trait à l'examen public des critères de fiabilité et de l'état des réservoirs d'Hydro-Québec. Afin de concrétiser cette mesure et l'engagement annoncé par Hydro-Québec et compte tenu que les réserves d'autres producteurs pourraient éventuellement comporter un intérêt pour l'évaluation de l'évolution de la sécurité énergétique québécoise¹⁸⁵, il conviendrait d'en inscrire la teneur dans la LRÉ elle-même.

Recommandation 4

Nous recommandons à l'Assemblée nationale qu'afin de mettre en oeuvre la recommandation 8 formulée par la Régie de l'énergie, la *Loi sur la Régie de l'énergie* soit amendée afin de préciser que la Régie doit procéder régulièrement à un examen public des critères de fiabilité des approvisionnements retenus par Hydro-Québec et de l'état de ses réserves, et qu'elle peut procéder à un examen de même nature à l'égard de tout autre producteur d'électricité.

Dans le domaine de l'efficacité énergétique, le temps est venu d'agir vigoureusement. Les axes d'intervention auxquels peut recourir le gouvernement québécois abondent. Des outils structurels existent déjà, dont l'Agence de l'efficacité énergétique, qu'il importe

¹⁸⁵ On ne saurait en effet exclure que l'état des réserves de grands auto-producteurs (comme Alcan) ou, le cas échéant, d'autres fournisseurs d'HQD, puisse devenir d'intérêt public.

cependant de mieux soutenir. L'État peut obliger les entreprises à informer; il peut réglementer les caractéristiques des biens ou des services; il peut contribuer à l'éducation de la population; il peut faire de cette préoccupation un moteur de développement économique; à l'instar du gouvernement du Canada, qui pourrait acheter «quelque 400 000 MWh d'électricité produite à partir de nouvelles sources d'énergie renouvelable» au cours des prochaines années¹⁸⁶, il peut aussi jouer un rôle exemplaire.

Recommandation 5

Nous recommandons que le gouvernement du Québec se dote d'un plan global en matière d'efficacité énergétique, y compris:

- a) la fixation d'objectifs globaux;**
- b) le maintien d'un objectif minimal de 3,0 TWh dans le secteur de la distribution d'électricité par Hydro-Québec à l'horizon 2010 et la fixation d'objectifs ambitieux pour la société d'État dans son ensemble;**
- c) la mise à jour des normes relatives aux équipements et des règlements en matière de construction de bâtiments;**
- d) l'amélioration du rendement énergétique de ses activités;**
- e) la mise en place d'une politique favorisant l'intégration de mesures d'efficacité énergétique par les entreprises et les consommateurs, y compris des mesures incitatives et l'application de critères d'efficacité énergétique dans le choix des fournisseurs du gouvernement;**
- f) la mise en place de mesures soutenant le développement d'un secteur axé sur les produits et les services contribuant à l'efficacité énergétique mais ayant un effet au pis neutre sur les tarifs d'Hydro-Québec;**
- g) une campagne de sensibilisation et d'éducation;**
- h) la mise en place d'un éventail de moyens qui permettront d'évaluer les progrès réalisés et d'atteindre cet objectifs.**

Examinant le projet de la centrale du Suroît, la Régie écrivait en juin dernier: «Si le projet va de l'avant dès l'été 2004, le Producteur sera en mesure de le mettre en service pour l'hiver 2007-2008.»¹⁸⁷ Bien sûr, le projet n'est pas allé de l'avant à l'été 2004 mais,

¹⁸⁶ Ressources naturelles Canada. *Les achats gouvernementaux de l'électricité provenant des ressources renouvelables*. On trouve un sommaire de ce programme d'achat gouvernemental au www2.nrcan.gc.ca/es/erb/erb/francais/View.asp?x=464.

¹⁸⁷ Avis, *op. cit.*, p. 120. La preuve soumise par Hydro-Québec a cependant varié à cet égard, la Société ayant aussi indiqué que le projet «pourrait être mis en service à l'été 2008 dans l'hypothèse de l'obtention de toutes les autorisations requises à l'automne 2004», pièce HQP-1, document 1, p. 9, citée dans la réponse d'HQP à la demande de renseignements no 1 de la Régie au Producteur, 5 mars 2004, p. 4.

quoiqu'il paraisse écarté, Hydro-Québec n'a toujours pas renoncé au recours à la construction d'une centrale à cycle combiné pour répondre à ses besoins dits «modulables», comme on l'a signalé *supra*. On peut toutefois combler une bonne part de ces besoins autrement. Si elle était construite dans les prochaines années, une centrale telle que celle du Suroît ne servirait sans doute guère qu'à l'exportation et à l'augmentation de la puissance disponible dans la région de Montréal en cas de panne importante du réseau de transport¹⁸⁸: cela ne nous paraît pas justifier un investissement de cinq cent cinquante millions de dollars (550 M\$)¹⁸⁹ pour construire une centrale dont le coût de production sera par ailleurs tributaire de l'évolution du prix du gaz naturel¹⁹⁰.

Si tant est, comme l'indique la Régie¹⁹¹, que la construction de centrales telles que celle du Suroît pourrait comporter certains avantages opérationnels et financiers pour Hydro-Québec, il nous paraît que, puisque sa construction n'est pas indispensable, les inconvénients qui y sont associés sont tels que ce projet devrait être abandonné. En contrepartie, tous les efforts devront cependant être faits pour que les projets hydro-électriques dont Hydro-Québec envisage la mise en service d'ici 2010 soient réalisés conformément aux échéanciers affichés par la société d'État.

Recommandation 6

Nous recommandons à Hydro-Québec et aux autres parties prenantes de réaliser et de mettre en service dans les plus brefs délais les centrales hydro-électriques comprises dans le plan de développement d'Hydro-Québec, et de renoncer à la construction de centrales thermiques à cycle combiné.

¹⁸⁸ Nous nous étonnons incidemment de cette insistance sur la vulnérabilité du réseau de transport dans le cadre des débats autour de la centrale du Suroît. Il s'agit d'un argument qu'Hydro-Québec n'a guère invoqué dans le passé. L'existence de la centrale du Suroît n'aurait pas amélioré substantiellement la situation lors de la crise du verglas, puisque ce sont surtout les réseaux locaux de transport et de distribution qui étaient endommagés: on parle en effet de 3 300 km de lignes de distribution et de 600 km de lignes de transport à remettre en état (Hydro-Québec, *Rapport annuel 1998*, p. 16). D'autre part et avec les centrales de Beauharnois, Carillon, Tracy, La Citière et Rivière-des-Prairies, Hydro-Québec dispose déjà d'une puissance de plus de 3 TW dans la région de Montréal, à quoi on peut ajouter Gentilly-2 et, bientôt, Bécancour, situées assez près. L'argument laisse aussi dans le noir la moitié de la population du Québec, qui n'habite pas dans la grande région de Montréal.

¹⁸⁹ Avis, *op. cit.*, p. 119; cette évaluation date de la fin du printemps 2004 et le coût de construction, si les travaux commençaient en 2005 ou 2006 par exemple, pourrait bien sûr être plus élevé.

¹⁹⁰ Et on nous permettra d'appréhender que les prévisions de la Régie à l'égard de l'évolution du prix du gaz naturel (Avis, *ibid.*, p. 122) soient un rien trop optimistes.

¹⁹¹ *Ibid.*, pp. 121-124.

D'autre part et au plan économique, rien ne justifie qu'on force des augmentations des tarifs d'électricité qui excèdent la croissance normale des coûts. Au contraire, des hausses tarifaires imposées à des fins désincitatives n'atteindraient sans doute pas leur objectif et constitueraient des mesures à effet fiscal régressives.

Recommandation 7

Nous recommandons instamment que soit écartée toute volonté de procéder à des hausses des tarifs d'électricité qui ne refléteraient pas une répartition appropriée des véritables coûts de production ou qui auraient des effets de nature fiscale régressifs.

Le sentiment d'urgence qui a entouré les débats autour du projet de centrale du Suroît a contribué à lancer un débat public qui, de fait, s'imposait: la politique énergétique du Québec date de dix ans et elle a été au surplus maladroitement mise en oeuvre. L'affaire du Suroît a soulevé trois grands enjeux, mis à part l'aspect environnemental: la capacité des autorités compétentes de planifier l'harmonisation de l'offre et de la demande, le choix des filières et le coût de l'énergie, celui associé à une centrale au gaz naturel pouvant varier beaucoup. Or ce sont trois enjeux directement liés au (dys)fonctionnement du cadre réglementaire proposé dans la politique énergétique de la dernière décennie. Il paraît donc impératif d'examiner ce cadre, d'en décrire la genèse, d'en analyser les dérives, de comprendre leurs conséquences et, par conséquent, de déterminer comment on devrait le réformer.

III- L'encadrement de la production¹⁹²

A- La mise en place d'un monopole réglementé

Au Québec, l'ère de l'électricité s'ouvre en 1878¹⁹⁴. Compte tenu des ressources qui y sont disponibles, c'est rapidement l'hydro-électricité qui s'impose dans la «belle

¹⁹² Il va évidemment de soi qu'on envisage ici la production d'électricité dans le cadre de réseaux d'approvisionnement publics. La production purement privée dans le secteur industriel, l'autoproduction ainsi que tout ce qui a trait au stockage d'énergie dans des piles sont exclus de notre champ d'intérêt pour les fins de cette analyse, sauf mention expresse.

¹⁹³ Il va évidemment de soi qu'on envisage ici la production d'électricité dans le cadre de réseaux d'approvisionnement publics. La production purement privée dans le secteur industriel, l'autoproduction ainsi que tout ce qui a trait au stockage d'énergie dans des piles sont exclus de notre champ d'intérêt pour les fins de cette analyse, sauf mention expresse.

¹⁹⁴ C'est à l'automne 1878 que la première lampe à arc a été allumée, rue de Bleury à Montréal; l'un des plus vieux ancêtres d'Hydro-Québec, la *Royal Electric Company*, est constituée en 1884 (par l'Acte incorporant la "Compagnie royale d'électricité", 47 Vict. c. 55) tandis que la *Shawinigan Water & Power Company* est constituée en 1898 (par la *Loi constituant en*

province». De grandes entreprises occupent assez tôt des parts importantes dans le marché: on pense entre autres au groupe *Montreal Light, Heat and Power* et à la *Shawinigan Water & Power Company*. Leurs activités ne sont cependant pas parfaitement

Québec légifère dès 1935 pour assainir les pratiques et mieux planifier l'usage des ressources

intégrées: certaines de ces entreprises font surtout de la distribution, tandis que d'autres ont aussi d'importantes activités de production d'électricité. La concurrence est féroce et les tarifs varient considérablement – surtout à la hausse...

Les pratiques commerciales et financières de ces entreprises sont en effet controversées¹⁹⁵; pour enfin assainir en partie le milieu, le gouvernement libéral dirigé par Adélar Godbout fait adopter la *Loi établissant la Commission hydroélectrique de Québec*¹⁹⁶, qui entre en vigueur le 14 avril 1944 et transfère unilatéralement (et immédiatement) la propriété de l'entreprise de la *Montreal Light, Heat & Power Consolidated* et de certaines sociétés qui lui sont liées à la nouvelle Commission, moyennant des indemnités à déterminer en vertu de la loi¹⁹⁷.

De 1962 à 1963, le gouvernement libéral dirigé par Jean Lesage procède à une seconde phase de concentration de la fourniture d'électricité: Hydro-Québec acquiert de gré à gré¹⁹⁸ la quasi-totalité des autres producteurs et distributeurs d'électricité¹⁹⁹. Les arguments invoqués à l'époque conservent d'ailleurs une certaine résonance:

L'acquisition, en 1963, de 10 compagnies par Hydro-Québec n'exige pas les mêmes innovations qu'en

corporation The Shawinigan Water and Power Company, 61 Vict., c. 70): Hogue, Clarence; Bolduc, André; Larouche, Daniel. *Québec – un siècle d'électricité*. Montréal, Éditions Libre expression, 1979. Pp. 10-71, 131-196 notamment.

¹⁹⁵ *Ibid.*, pp. 109-112.

¹⁹⁶ 8 Geo. VI, c. 22. Par un procédé législatif assez peu fréquent au Québec, l'art. premier de cette loi insérait dans les statuts refondus une nouvelle loi, la *Loi de la Commission hydroélectrique de Québec*, S.R. 1941, c. 98A, qui comptait 50 articles inclus en quelque sorte comme une poupée russe dans la *Loi établissant...*, qui comptait pour sa part 21 articles axés principalement sur la mécanique d'expropriation du groupe *Montral Light, Heat & Power*. L'article 4 de la *Loi de la Commission...* lui permettait dès 1944 d'utiliser l'abréviation «Hydro-Québec» pour s'identifier.

¹⁹⁷ *Loi établissant la Commission hydro-électrique de Québec*, *ibid.*, art. 2-18. Dans le cas de la plupart de ces entreprises, les indemnités seront finalement établies de gré à gré: Hogue *et al.*, *op. cit.*, pp. 120-127. La Commission a pris possession des entreprises expropriées dès le matin du 15 avril 1944.

¹⁹⁸ Quoiqu'on entende souvent parler de «nationalisation» de l'électricité, il y a eu dans ce cas étatisation indirecte, mais pas expropriation.

¹⁹⁹ Quelques producteurs ont alors conservé leur autonomie, parce que leurs activités sont intimement liées à celles d'un client dominant: c'est principalement le cas du groupe Alcan. Certains distributeurs autonomes, municipaux, ont aussi survécu, comme Hydro-Sherbrooke ou Hydro-Westmount. Il s'agit toutefois de cas d'exception.

1944. La Commission hydroélectrique est déjà le plus grand producteur d'énergie parmi elles. On a estimé, à Québec, que les coûts de production demeurent trop élevés parce que les investissements ne sont pas coordonnés, des centrales sont aménagées par entreprises, des lignes de transport sont doublées sans justification, les coûts administratifs sont multipliés [...]. On veut confier à Hydro-Québec la responsabilité d'unifier progressive-ment les réseaux, de les intégrer sous une direction pour abaisser les frais administratifs et pour exploiter au mieux les cours d'eau et les réservoirs, de desservir toutes les régions et de niveler les tarifs.²⁰⁰

Comme en 1935 et en 1944, on se préoccupe donc de la planification de l'usage des ressources et du maintien de bas tarifs et ce sont ces objectifs qui jouent un rôle déterminant dans cette phase de l'histoire d'Hydro-Québec et de la fourniture d'électricité sur le territoire.

On a ainsi établi au Québec, au début des années 1960, un marché très similaire à ce qu'on observait déjà un peu partout en Amérique du Nord: monopole territorial accordé à une entreprise intégrée qui se charge de l'essentiel de la production, du transport et de la distribution de l'électricité²⁰¹. Cependant et alors que, dans les autres juridictions, la fourniture d'électricité était généralement encadrée par un tribunal administratif spécialisé, l'activité d'Hydro-Québec était contrôlée par le gouvernement, dont cette Commission hydroélectrique est l'instrument: on y revient à la section III-C.

Au début des années 1990, Hydro-Québec domine totalement le marché électrique québécois. Sa taille, la garantie financière fournie par l'État, sa nature d'entreprise intégrée²⁰² ainsi que sa capacité d'innovation lui ont permis de réaliser de très grands projets, comme ceux de la baie James. Les tarifs d'électricité comptent parmi les plus bas

²⁰⁰ Brazeau, Jacques. *Quarante ans d'un rôle socio-culturel à poursuivre*. In *Hydro-Québec – Des premiers défis à l'aube de l'an 2000*. Montréal, Éditions Libre Expression et Forces, 1984. P. 67.

²⁰¹ Dans certaines juridictions, comme l'Ontario, la distribution était principalement municipalisée.

²⁰² Hydro-Québec détient alors pratiquement le monopole de la distribution, hormis certains réseaux locaux, elle détient le monopole du transport et elle produit elle-même plus de 90% de l'énergie qu'elle livre au Québec en 1992, le solde étant surtout fourni par la centrale de Churchill Falls: Hydro-Québec. *Rapport annuel 1992*. Montréal, Hydro-Québec, 1er trimestre 1993. P. 88.

en Amérique du nord. Les Québécois sont à juste titre fiers du bilan de ce leader économique et social²⁰³.

Depuis, les choses se sont un peu compliquées.

B- La thèse de la concurrence

1- les causes de son émergence

Le réseau électrique québécois n'est pas isolé: il est relié à l'immense toile d'araignée qui alimente l'Amérique du nord. Le sort des fournisseurs d'électricité états-uniens ne peut donc nous être indifférent.

Les États-Unis consomment de l'électricité en abondance. La géographie fait toutefois en sorte que les quarante-huit (48) États contigus sont pour la plupart assez mal pourvus au plan du potentiel hydraulique exploitable. Une proportion importante de la production d'électricité provient donc de centrales thermiques axées sur la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel, ou sur la fission nucléaire. Ces centrales sont inégalement proches de leurs sources de combustible et des marchés qu'elles desservent. D'autre part, les prix des combustibles varient substantiellement. L'évolution de la demande est également beaucoup plus rapide dans certaines régions que dans d'autres, où il peut y avoir surplus de capacité de production.

Tous ces facteurs (et d'autres) ont concouru dans les années 1980 et 1990 à créer des écarts de prix importants entre fournisseurs d'électricité. Pour une entreprise industrielle, la construction d'une usine énergivore au Wyoming plutôt qu'en Californie, par exemple, pouvait par conséquent induire des économies substantielles au plan de la facture d'électricité²⁰⁴. Les écarts tarifaires devenaient donc, entre autres, une préoccupation importante au plan du développement économique régional.

²⁰³ Encore que des controverses avaient déjà surgi au sujet de projets comme l'aménagement de la rivière Jacques-Cartier (qui visait à pallier un déficit appréhendé de puissance à la pointe et qui fut abandonné en 1973 après les travaux d'une commission parlementaire) ou le tracé de lignes à haute tension, par exemple: Hogue *et al.*, *op. cit.*, pp. 387-395.

²⁰⁴ On trouvera un aperçu des prix moyens au kWh dans les divers États en 2001 dans une carte produite par Hydro-Québec: *Plan stratégique 2004-2008*. Montréal, Hydro-Québec, 4e trimestre 2003. P. 27. L'écart tarifaire moyen entre le Wyoming (principal producteur de charbon aux États-Unis) et la Californie va presque du simple au triple. On trouve aussi dans ce tableau un aperçu de la ventilation des sources d'énergie pour la production d'électricité aux États-Unis en 2001: le charbon prend 51% du marché, le nucléaire 21%, le gaz naturel 17%, le mazout 3% et l'hydraulicité, 6%. Voilà qui met en lumière la singularité du Québec dans ce domaine.

Il s'est évidemment trouvé des entreprises dont les usines hautement énergivores se trouvaient déjà dans des États où le prix du kilowatt-heure était très élevé pour proposer qu'elles puissent s'approvisionner non auprès du fournisseur intégré monopolistique desservant ce territoire, mais auprès d'un producteur «étranger» offrant un prix plus bas. L'usine située en Californie, par exemple, pourrait dès lors acheter un bloc d'énergie auprès d'un producteur du Wyoming, et donc abaisser ses coûts de production au lieu de fermer ses portes²⁰⁵.

Il s'agissait par conséquent de découpler la production du transport et de la distribution d'électricité: il serait évidemment inutile (et excessivement coûteux) que chaque producteur aux États-Unis se dote de son propre réseau de transport²⁰⁶, mais tous les producteurs pourraient en principe recourir à tous les réseaux de transport et de distribution pour alimenter des clients situés partout aux États-Unis. Les écarts tarifaires inter-régionaux aux États-Unis y ont donc conduit à compter du milieu des années 1990 à la fin de l'intégration systématique des fonctions de production, de transport et de distribution d'électricité au sein d'une même entreprise²⁰⁷.

Au plan juridique et réglementaire, ce sont principalement des décisions de la *Federal Energy Regulatory Commission* qui ont concrétisé ces transformations²⁰⁸. Puisque la concurrence entre fournisseurs devenait en principe possible, il paraissait également moins nécessaire de réglementer les tarifs de fourniture, le marché devant dès lors se charger de maintenir les prix à un niveau acceptable. Certains États (mais pas tous) ont alors révisé leur cadre réglementaire, comme l'a fait le Québec. On a abondamment parlé de «déréglementation»²⁰⁹.

²⁰⁵ Qui plus est et en achetant directement de ce producteur étranger disposant d'énergie excédentaire, le consommateur industriel réalise lui-même une économie, au lieu que ce soit son distributeur local qui, s'approvisionnant auprès du même producteur, empêche l'écart entre le prix exigé par le producteur et le tarif auquel il revend l'énergie à son abonné.

²⁰⁶ ce pourquoi on admet que le transport d'électricité, notamment, constitue ce que les économistes qualifient de «monopole naturel».

²⁰⁷ En fait et dès 1978, le *Public Utilities Regulatory Policies Act*, ou «PURPA» (Pub. L. 95-617), permettait à des acteurs autres que des services publics de produire de l'électricité et de la vendre aux réseaux. Il a cependant fallu attendre quelques années avant que cette réforme ne se traduise par un concept de libre marché de l'électricité, expérimenté d'abord au Chili sous Augusto Pinochet et adopté ensuite avec enthousiasme par le Royaume-Uni: Patterson 3, *op. cit.*, p. 6.

²⁰⁸ Et notamment les décisions 888 et 889, rendues le 24 avril 1996, ainsi que leurs révisions et clarifications postérieures, qu'on trouve au site web de l'organisme au www.ferc.gov.

²⁰⁹ Et bien à tort d'ailleurs: le cadre réglementaire nord-américain de la fourniture d'électricité ne s'est assurément pas simplifié depuis dix ans et la croissance accélérée des sections de droit de l'énergie au sein de la plupart des grands cabinets d'avocats (notamment au Canada) incite plutôt à croire que le régime réglementaire s'est complexifié et alourdi.

Outre les écarts tarifaires inter-régionaux aux États-Unis, deux autres facteurs ont favorisé l'émergence de la thèse de la concurrence dans le secteur de la production d'électricité. D'une part, justement, la notion de déréglementation jouissait d'une grande popularité auprès de certains dirigeants politiques et économiques: il paraissait de bon ton de «libéraliser les marchés». D'autre part, la croissance de la demande et certains progrès technologiques²¹⁰ rendaient l'aventure à la fois tentante et possible.

2- la concurrence et le Québec

Le marché québécois de la production demeurera peu concurrentiel, même à moyen terme

La Régie constate que le marché voulu par le législateur ne s'est pas matérialisé, ni qu'il se matérialisera dans les conditions actuelles.²¹¹

On nous pardonnera de paraphraser le projet d'accord du lac Meech pour souligner qu'en matière de fourniture d'électricité aussi, le Québec constitue une société distincte en Amérique du nord. Il faut donc voir si les tendances à la «dés-intégration» de l'industrie et à la concurrence en matière de production peuvent s'y implanter utilement. En fait, tout porte à croire que ce n'est pas le cas.

D'abord, les tarifs de l'électricité au Québec sont historiquement parmi les plus bas en Amérique du nord. Les clients québécois n'avaient donc pas impérativement besoin de revendiquer la libéralisation des marchés et l'accès au potentiel de producteurs étrangers pour abaisser leurs coûts d'approvisionnement en énergie: pratiquement personne ne peut rivaliser avec Hydro-Québec²¹².

Ensuite, cet avantage que détient Hydro-Québec tient à plusieurs facteurs découlant de son monopole légal sur l'aménagement de grands barrages hydro-électriques. Une fois qu'ils sont construits, les aménagements hydro-électriques sont en effet peu coûteux à l'exploitation, contrairement par exemple à des centrales thermiques. Il paraît peu probable que des concurrents exploitant des centrales thermiques ou de nouvelles technologies puissent concurrencer Hydro-Québec au plan du coût de production, d'autant

²¹⁰ au niveau de la gestion de l'information requise, notamment.

²¹¹ Avis, *op. cit.*, p. 134.

²¹² Et ce d'autant moins qu'un client s'approvisionnant auprès d'un producteur étranger devrait encourir, directement ou indirectement, des frais de transport de l'énergie qui accroissent son coût total de fourniture.

que la taille de la société d'État lui permet aussi de bénéficier d'économies d'échelle appréciables.

Il faudrait de plus des années pour que de nouveaux producteurs occupent une part significative dans le marché, compte tenu de l'avance d'HQP. Bien sûr, aucun concurrent ne peut non plus espérer ravir à HQP l'approvisionnement énergétique correspondant à l'électricité patrimoniale, puisqu'HQD peut l'obtenir à un prix imbattable. Les concurrents éventuels en sont donc réduits à concurrencer HQP, qui peut recourir à la filière «grande hydraulique», pour fournir des quantités d'énergie relativement restreintes: même si tous les nouveaux besoins en électricité du Québec d'ici vingt ans étaient comblés par des concurrents, les producteurs autres qu'HQP détiendraient sans doute encore moins d'un tiers du marché. On ne peut alors parler de concurrence vraiment significative, Hydro-Québec étant assurée de conserver la part du lion²¹³.

Pourrait-on alors créer un marché concurrentiel au Québec et mettre fin au monopole d'Hydro-Québec sur la grande production hydraulique en vendant les diverses centrales hydro-électriques existantes à des entreprises distinctes? D'une part, on perdrait sans doute certaines des économies d'échelle découlant de son intégration, ce qui induirait des pressions à la hausse sur le coût de production: c'est là l'inverse de l'effet recherché. Surtout²¹⁴, on se buterait à des problèmes d'exploitation qui tiennent à la géographie.

Comme on le sait, Hydro-Québec exploite plusieurs centrales dans un même bassin hydrographique. L'état des réservoirs des centrales en aval est évidemment tributaire de l'activité des centrales en amont et de l'eau qu'on y laisse passer. L'atteinte d'un niveau de production optimal dans un bassin hydrographique requiert donc une gestion intégrée de toutes les centrales qu'on y trouve²¹⁵; qui plus est, l'exploitant d'une centrale en amont

²¹³ En règle générale, on présume par exemple aux États-Unis qu'un marché constitue un oligopole dès qu'une entreprise en détient plus de 25%: Stiglitz *et al.*, *op. cit.*, p. 280. Pour un aperçu des méthodes de calcul précises, qui requièrent plus de nuances, United States Department of Justice; Federal Trade Commission. *Horizontal Merger Guidelines*. Washington, 2 avril 1992, révision 9 avril 1997, pp. 13-18. La méthode utilisée aux États-Unis fait du moins mathématiquement en sorte que dès que la part d'un participant à un marché excède environ 42%, on se trouve forcément dans un marché qualifié de «hautement concentré». C'est manifestement le cas d'HQP, et donc du marché de la production d'électricité au Québec pour les 20 prochaines années, sauf restructuration très profonde, évoquée au prochain paragraphe.

²¹⁴ On fait évidemment abstraction ici du débat socio-politique qui entourerait le choix d'une telle orientation par un gouvernement, et qui pourrait être orageux...

²¹⁵ Merrill Lynch. *Le tarif de fourniture d'électricité au Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité – rapport présenté au ministère des Ressources naturelles du Québec*. New York, Merrill Lynch & Co., 14 janvier 2000. P. 63.

pourrait s'adonner à des pratiques abusives à l'égard de ses éventuels concurrents en aval²¹⁶. Il serait donc inopportun, sinon téméraire, de tenter d'établir un marché concurrentiel en vendant les centrales Robert-Bourassa et LG-2A à un exploitant, et la centrale LG-3 à un autre, par exemple: il faudrait du moins céder en bloc, à un seul exploitant, un bassin entier.

Or la puissance des centrales exploitées dans le bassin intégré de la Grande rivière équivaut au 31 décembre 2003 à près de quarante-huit pour cent (47,8%) de la puissance installée totale d'Hydro-Québec²¹⁷. Les centrales du bassin Manic-Outardes²¹⁸ représentent quant à elles un peu plus de vingt pour cent (20,7%) de la puissance totale, les centrales de la rivière Manicouagan fournissant près des trois quarts de cet apport²¹⁹. La puissance obtenue en vertu du contrat avec la Churchill Falls (Labrador) Corporation (la «CF(L)Co») équivaut pour sa part à plus de cinq mille mégawatts. En somme, trois grands bassins²²⁰ fournissent plus des trois quarts de la puissance dont peut présentement disposer Hydro-Québec, y compris celle acquise de CF(L)Co.

À moins que soit conclu un contrat d'approvisionnement à très long terme qui s'avérerait aussi avantageux pour les abonnés québécois que celui entre Hydro-Québec et la CF(L)Co, l'exploitant d'un bassin comme celui de la Grande rivière ou celui de la Manicouagan disposerait selon toute vraisemblance d'un pouvoir de marché considérable, qui forcerait probablement les prix à la hausse. On voit cependant mal qu'en 2005, un tel exploitant fasse des concessions de cette nature²²¹. La géographie elle-même rend par conséquent improbable l'émergence d'une concurrence significative en matière de grande production hydraulique au Québec.

²¹⁶ Raphals, Philip; Dunsky, Philippe. *Ouverture des marchés de l'électricité au Québec – Options, impératifs d'une réelle concurrence et conséquences pour les prix*. Montréal, Option consommateurs, 1er octobre 1997. Pp. 32-35.

²¹⁷ La puissance des centrales LG-1, Robert-Bourassa, LG-2A, LG-3, LG-4, Laforge-1, Laforge-2 et Brisay équivaut à 16 021 MW, en rapport avec une puissance installée totale de 33 616 MW: Hydro-Québec, *Rapport annuel 2003, op. cit.*, p. 122. On devra aussi prendre en compte dans les prochaines années la production de la centrale Eastmain-1 ainsi que celle d'autres centrales sur la rivière Eastmain.

²¹⁸ Manic-1, Manic-2, Manic-3, Manic-5 et Manic-5 PA pour la rivière Manicouagan, et Outardes-2, Outardes-3 et Outardes-4 pour la rivière aux Outardes. *Ibid.*

²¹⁹ *Ibid.* On devra aussi prendre en compte dans les prochaines années la production de la centrale de Toulousteuc, dans le bassin de la rivière Manicouagan.

²²⁰ La-Grande-Eastmain-Opinaca-Caniapiscau, Manicouagan-Outardes et Churchill.

²²¹ et qui, dans le contrat entre Hydro-Québec et CF(L)Co, s'expliquaient par une foule de considérations particulières, dont la participation pratiquement essentielle d'Hydro-Québec à la réalisation du projet terre-neuvien, tant au plan financier qu'au plan technique.

La concurrence au plan de la production pourrait encore se développer dans la filière éolienne, dans la filière «petite hydraulique» et dans la filière thermique. Toutefois et quand on prend en compte les contraintes qui freinent le développement des filières «petite hydraulique» et thermique ainsi que l'interdépendance entre la production éolienne et le recours à de grands réservoirs à des fins d'équilibrage de la production, on constate qu'Hydro-Québec ne peut que jouer un rôle déterminant dans la production d'électricité au Québec dans les vingt prochaines années. Sur cet horizon, l'avenir passe presque inévitablement par l'exploitation et l'accroissement d'un parc de production «grande hydraulique».

Or cette orientation se concilie difficilement au développement de la concurrence découlant de l'apparition d'autres producteurs recourant à la filière thermique ou même, à la limite, à la filière éolienne. La construction de grandes centrales hydro-électriques comporte en effet cet inconvénient qu'elles sont fort onéreuses à construire: l'investisseur dans un projet comme celui de la baie James, à l'époque, veut être relativement assuré de revenus constants pour les vingt ou les cinquante années suivantes, afin de pouvoir rembourser la dette qu'il a contractée²²².

Concurrence et «grande hydraulique» se concilient plutôt mal

Cet investisseur – qui, sauf élimination de son quasi-monopole légal, sera nécessairement Hydro-Québec – voit donc d'un assez mauvais oeil que des concurrents puissent à moyen terme lui souffler des parts de marché. Ces concurrents doivent pour leur part se montrer prudents, puisqu'il s'agit de rivaliser avec un puissant rival: pour mitiger leur risque, ils construiront des centrales qui demandent des investissements moins considérables, quitte à ce que les coûts d'exploitation soient plus élevés, de sorte qu'ils perdront moins d'argent s'ils ne trouvent pas preneur pour leur capacité de production.

En somme, la concurrence incite les investisseurs autres qu'Hydro-Québec à préférer les centrales à coût variable plutôt qu'à coût fixe élevé. Or, premier hic, les centrales à coût variable sont généralement des centrales thermiques, relativement plus polluantes. Second hic, les coûts d'exploitation – et donc les tarifs – sont hautement sensibles aux variations du prix des combustibles, qui seront vraisemblablement surtout haussières dans

²²² Les deux phases du projet de la baie James ont après tout coûté environ 20 G \$ et la phase I à elle seule, surtout concentrée dans les années 1970 et 1980, a coûté une quinzaine de milliards de dollars.

les prochaines décennies: le coût marginal de l'électricité risque donc d'augmenter en raison même de la concurrence.

Troisième hic, en l'absence d'une planification des ressources, il se peut que tous les investisseurs se montrent excessivement prudents²²³. On ne construira pas de grands barrages parce qu'on n'est pas assuré de la constance des parts de marché et on ne construira pas non plus de centrales à coût variable parce que les exploitants de centrales à coût fixe peuvent comparativement bénéficier d'un avantage de coût substantiel s'ils décident de construire.

On voit donc que des décisions économiquement rationnelles peuvent mener à une situation de sous-investissement, de sous-production et de pénurie à laquelle on ne peut remédier à court terme qu'en construisant rapidement des centrales à coût variable, i.e. des centrales thermiques impopulaires au plan environnemental et dont le coût de production est soumis aux aléas des marchés internationaux du pétrole et du gaz. Voilà incidemment un scénario dont les conséquences s'apparentent à ce qu'on observe présentement au Québec²²⁴. Or il découle en large part de choix réglementaires en matière de production et de planification.

Le gouvernement a en effet retenu à compter de 1995 une orientation favorable à l'essor de la concurrence dans la production d'électricité. Le régime réglementaire visait à favoriser cet essor et tient pour acquise l'existence d'un marché concurrentiel. C'était là trancher avec un demi-siècle d'histoire québécoise. Le pari pouvait paraître tentant mais, compte tenu de la situation propre au Québec, il était voué à l'échec, et il a échoué.

C- L'évolution du cadre réglementaire

À moins qu'on se résigne à souffrir ses aléas ou qu'on invente de nouvelles solutions, le constat qu'un marché relatif à des biens essentiels ne parvient pas à fonctionner

²²³ HQD note par exemple que, pour «susciter de la nouvelle production au Québec, le Distributeur doit procéder à des appels d'offres pour des contrats de long terme de 15 à 20 ans.»: R-3550-2004, *Approvisionnements existants ou en cours d'acquisition*, HQD-3, document 2, p. 7 (note infrapaginale omise). Paradoxalement (au moins en apparence), le Distributeur note aussi qu'il «n'entrevoit pas être aussi actif sur les marchés de long terme au cours des prochaines années»: R-3550-2--4, *Approvisionnements additionnels et stratégie*, HQD-3, document 3, p. 11. C'est qu'il estime que «les besoins additionnels prévus pour la période 2009-2011 ne sont pas suffisants» pour justifier d'autres appels d'offres de long terme: *ibid.*, p. 22.

²²⁴ encore que les causes en soient au moins en partie différentes.

entraîne généralement la conclusion qu'il convient de l'encadrer par l'action de l'État²²⁵. Dans le domaine de la fourniture d'électricité et sous diverses formes, c'est du moins le choix qui a été fait au Québec depuis soixante-dix ans. Puisqu'on doit repenser le cadre réglementaire actuel en raison du dysfonctionnement persistant du marché de la production, il paraît utile de procéder à un bref survol de l'évolution du cadre réglementaire québécois. On constatera ce faisant que les défis actuels ne sont pas tous nouveaux et qu'on les a déjà relevés avec succès. On peut s'inspirer de l'histoire pour mieux résoudre les problèmes contemporains.

1- les premiers pas

Des critiques acerbes et multiples à l'endroit des grandes entreprises du domaine de l'électricité avaient conduit le gouvernement à constituer en 1934 une commission d'enquête chargée de préparer «un rapport portant sur la nationalisation des compagnies, la municipalisation des réseaux urbains et les effets qui en découleraient dans les districts ruraux, sur la possibilité de réduire les taux de l'électricité et, enfin, sur l'électrification rurale.»²²⁶ La commission recommandera notamment la création d'un organisme de réglementation ayant «seul autorité de permettre l'établissement de nouvelles centrales, de lignes de transport et de distribution. Il établirait des échelles de tarifs qu'il jugerait justes et raisonnables [...], il entendrait les plaintes [...]»²²⁷. Le gouvernement dirigé par Louis-Alexandre Taschereau fait adopter une loi établissant la *Loi créant la Commission d'électricité de Québec* en 1935²²⁸. L'année suivante, le gouvernement est remplacé par un ministère formé par l'Union nationale, qui modifie sensiblement ce régime en 1937, la Commission d'électricité étant alors remplacée par la Régie provinciale de l'électricité²²⁹. En 1940, changement de régime oblige, la loi de 1935 est remise en vigueur, la Commission d'électricité étant toutefois remplacée par la Régie des services publics²³⁰.

²²⁵ Stiglitz *et al.*, *op. cit.*, pp. 222-224.

²²⁶ Hogue *et al.*, *op. cit.*, p. 111.

²²⁷ *Ibid.*, pp. 113-114.

²²⁸ 25-26 Geo V, c. 24 (1935), insérant la *Loi de la Commission d'électricité de Québec* à titre de chapitre 46A des statuts refondus de 1925.

²²⁹ *Loi instituant la Régie provinciale de l'électricité*, 1 Geo VI, c. 25 (1937). Cette loi, qui abrogeait celle de 1935, dotait le nouvel organisme de pouvoirs moins étendus que ceux de la Commission d'électricité.

²³⁰ *Loi de la Régie des services publics*, 4 Geo. VI, c. 11. On connaît assez peu d'autres cas au Québec où une loi entrée en vigueur, puis abrogée, a été ainsi «ressuscitée» législativement. Pour parfaire le tableau, la Régie provinciale de l'électricité a à son tour été ressuscitée 5 ans plus tard: *Loi rétablissant la Régie provinciale des transports et communications et la Régie provinciale de l'électricité*, 9 Geo VI, c. 21 (1945). Est-il nécessaire de préciser qu'une autre élection était intervenue?...

Le régime réglementaire est à compter de 1940 établi par la *Loi de l'électricité*²³¹, en vertu de laquelle la Régie des services publics détient une «juridiction exclusive» sur les entreprises qui exploitent ou contrôlent «un système de production, de transmission, de distribution ou de vente de l'électricité[...]»²³². On note avec intérêt le libellé de l'article 7:

7. 1. Après le 2 décembre 1935, aucun service public ne doit commencer la construction ou l'exploitation d'une ligne, d'une usine, ou d'un réseau ou système, ou d'une partie quelconque d'iceux, sans avoir au préalable obtenu l'approbation et la permission de la régie.
2. La régie a le pouvoir de donner cette approbation et cette permission quand elle considère que cette construction ou cette exploitation est nécessaire ou utile.
3. Les dispositions du présent article s'appliquent à toute extension, modification ou changement se rapportant à la ligne, à l'usine, au réseau ou au système qu'exploite un service public.

Tandis que l'article 11 interdit à un service public de modifier ses taux ou ses «formules de contrats» «sans en avoir, au préalable, obtenu l'autorisation de la régie après qu'elle aura établi que cette augmentation ou réduction est justifiée», l'article 12 établit les critères que doit prendre en compte l'organisme de réglementation:

12. Tous les taux et charges réclamés par un service public doivent être établis tant dans l'intérêt du consommateur que dans celui du service public lui-même et de ses bailleurs de fonds, et leur détermination doit être faite eu égard aux intérêts économiques de la province, aux conditions particulières de l'utilisation et de la qualité du service dont il s'agit, tout en assurant un revenu juste et raisonnable à ce service public, mais, toutefois, en ne tenant compte que des dépenses réellement et équitablement inhérentes à l'exploitation dudit service.

La Régie des services publics détenait donc une juridiction étendue tant sur la production d'électricité, la construction ou la modification de toute «usine» étant assujettie à son

²³¹ Cette loi reprenait l'essentiel des dispositions de la loi de 1935, après sa remise en vigueur en 1940, hormis celles relatives à la constitution de l'organisme réglementaire. On utilise ici, aux fins de l'analyse, le texte tel qu'on le trouve dans les S.R.Q. 1941, c. 99.

²³² *Ibid.*, art. 2 et 3.

approbation, que sur les taux des producteurs comme des distributeurs (les deux types d'entreprises étant séparément assimilés à un «service public»), qui devaient être fixés en évaluant notamment l'intérêt du consommateur, les intérêts économiques de la province et l'à-propos des dépenses alléguées par le service public en cause.

2- la création d'Hydro-Québec

Une brèche importante est établie dans le champ de compétence de la Régie des services publics lorsqu'est adoptée la *Loi sur la Commission hydroélectrique de Québec* en 1944: le nouvel organisme n'est assujéti à la juridiction de la Régie des services publics qu'à l'égard de litiges relatifs à l'installation de fils et de poteaux sur le territoire d'une municipalité²³³. L'activité d'Hydro-Québec sera toutefois encadrée autrement: d'abord, les cinq membres de la Commission sont nommés «par le lieutenant-gouverneur en conseil» et «toute décision requiert l'assentiment de la majorité absolue des membres»²³⁴. Ensuite, la Commission peut «faire des règlements pour régler l'exercice de ses pouvoirs», mais ces règlements n'entrent en vigueur que «sur l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil.»²³⁵

Ces modalités de contrôle par le conseil des ministres s'ajoutaient aux balises fixées par le pouvoir législatif, qu'il n'est pas inutile de citer *in extenso*:

22. La Commission a pour objet de fournir l'énergie aux municipalités, aux entreprises industrielles ou commerciales et aux citoyens de cette province *aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière.*^[236]

Elle doit établir le tarif applicable à chaque catégorie d'usagers suivant le coût réel du service fourni à cette catégorie en autant que cela est pratique.

Les taux et conditions auxquels l'énergie est fournie sont fixés par règlement de la Commission.

24. La Commission doit tenir des comptes séparés pour chaque réseau de production et de distribution d'énergie exploité par elle et pour chaque réseau, les

²³³ *Loi sur la Commission hydroélectrique de Québec, op. cit.*, art. 48; *Loi de l'électricité, op. cit.*, art. 6.

²³⁴ *Loi sur la Commission hydroélectrique de Québec*, art. 5 et 9.

²³⁵ *Ibid.*, art. 12.

²³⁶ Nos italiques.

taux doivent être maintenus à un niveau suffisant pour défrayer:

- 1° Tous les frais d'exploitation;
- 2° Une part des frais généraux de la Commission proportionnelle à l'importance de ce réseau;
- 3° L'intérêt du capital engagé;
- 4° L'amortissement de ce capital sur une période maximum de cinquante ans;
- 5° Une réserve adéquate pour renouvellement;
- 6° Une réserve pour imprévus.

La Commission doit, en outre, établir pour chaque réseau, une réserve de stabilisation des taux.

La Commission a par conséquent en 1944 l'obligation légale d'établir des taux au niveau le plus bas compatible avec une saine administration financière: le législateur a en quelque sorte fixé un plafond aux tarifs, qui ne peuvent excéder ce qui est strictement requis pour assurer la santé financière de l'entreprise. Le règlement qui fixerait un tarif dérogeant à cette contrainte législative serait *ultra vires*, nul de nullité absolue et un tribunal pourrait le constater – et le casser²³⁷. De toute manière, un tel règlement n'aurait vraisemblablement pas été approuvé par le lieutenant-gouverneur en conseil²³⁸.

D'autre part, l'article 24 de sa loi constitutive indique clairement à la Commission la nature des facteurs qu'elle doit prendre en compte pour établir la quotité de tarifs raisonnables²³⁹. On notera au passage que la Commission devait maintenir des réserves pour les imprévus et la stabilisation des taux...²⁴⁰

²³⁷ Quant à la nullité absolue de l'acte excédant un pouvoir conféré par la loi, citons simplement et à titre illustratif une affaire classique et un arrêt canadien plus récent: *Ashbury Railway Carriage & Iron Co. v. Riche*, (1875) L.R. 7 H.L. 653; *Fonds de développement économique local c. Canadian Pickles Corp.*, [1991] 3 R.C.S. 388, 400-405.

²³⁸ Rappelons que l'article 22 de la *Loi* établit *in fine* que les taux sont fixés par règlement de la Commission, tandis que que l'article 12 de la *Loi de la Commission...* précisait que les règlements de cette dernière devaient être «approuvés par le lieutenant-gouverneur en conseil».

²³⁹ L'allusion à des réseaux distincts tient à ce que la Commission prenait possession des entreprises de plusieurs personnes morales différentes.

²⁴⁰ On ne s'étonne pas dans ce cadre qu'après une baisse des tarifs de 13% en 1944, Hydro-Québec n'ait procédé à aucune hausse tarifaire jusqu'en 1967: *Hydro-Québec: Des premiers défis à l'aube de l'an 2000, op. cit.* Tableau «Le langage des chiffres - Hydro-Québec, 1944-1983», p. 187.

Pour l'essentiel, cet encadrement sera maintenu jusqu'en 1981, alors que le législateur modifiera fondamentalement les objets d'Hydro-Québec: l'étatisation de 1962 n'a en effet pas requis de modification législative importante. Avant d'examiner cette autre étape dans l'évolution du cadre réglementaire, signalons toutefois que la loi de 1944 accordait à la Commission hydroélectrique de Québec des pouvoirs particuliers en matière d'électrification rurale et, notamment, celui de consentir des prêts ne pouvant «dépasser trois cents dollars» «pour les frais d'installation électrique sur toute ferme»²⁴¹: ce n'est pas d'hier qu'Hydro-Québec peut adopter des mesures bénéficiant directement à l'abonné et permettant d'infléchir l'évolution de la consommation d'électricité.

3- les réformes de 1978 et 1981

La *Loi de la Commission hydroélectrique de Québec* est devenue la *Loi sur Hydro-Québec*²⁴² et c'est ce dernier nom qui s'est imposé depuis les années 1960 afin de désigner l'organisme. La structure de la Commission créée en 1944 a toutefois survécu jusqu'en 1978, alors que les commissaires ont été remplacés par un conseil d'administration²⁴³.

La réforme de 1981 s'est avérée beaucoup plus fondamentale²⁴⁴. Hydro-Québec est devenue une société à fonds social, ses actions étant attribuées par la loi au ministre des Finances du Québec. L'énoncé de sa mission a aussi été modifié, les articles 22 et 24 de la *Loi sur Hydro-Québec* se lisant dès lors comme ceci:

22. La Société a pour objet de fournir l'énergie aux municipalités, aux entreprises industrielles ou commerciales et aux citoyens du Québec.

Les taux et les conditions auxquels l'énergie est fournie *doivent être compatibles avec une saine administration financière.*^[245]

Ces taux et conditions sont fixés par règlement de la Société pour chaque catégorie d'utilisateurs ou sont déterminés par des contrats spéciaux intervenus entre,

²⁴¹ *Loi sur la Commission hydroélectrique de Québec*, art. 47.

²⁴² L.R.Q., c. H-5. On a trouvé pour la première fois une trace formelle du changement du nom de la loi en *Loi d'Hydro-Québec* dans les statuts refondus de 1964, c. 86. Le texte original de la refonte de 1977 utilise le titre: *Loi sur l'Hydro-Québec* et l'article a en pratique disparu depuis.

²⁴³ *Loi modifiant la Loi d'Hydro-Québec et la Loi du développement de la région de la Baie James*, L.Q. 1978, c. 41.

²⁴⁴ *Loi modifiant la Loi sur l'Hydro-Québec*, L.Q. 1981, c. 18.

²⁴⁵ Nos italiques.

d'une part, la Société et, d'autre part, les municipalités, les coopératives d'électricité ou les entreprises industrielles ou commerciales, selon le cas. Ces règlements et ces contrats sont soumis à l'approbation du gouvernement.

24. La Société doit maintenir ses taux d'énergie à un niveau suffisant pour défrayer au moins:
- 1° tous les frais d'exploitation;
 - 2° l'intérêt sur sa dette;
 - 3° l'amortissement de ses immobilisations sur une période maximum de cinquante ans.

Pendant 37 ans, les taux d'Hydro-Québec devaient être «les plus bas» compatibles avec une bonne santé financière

On note évidemment ici la modification importante intervenue à l'article 22 de la *Loi*: alors que, depuis 1944, les taux devaient être *les plus bas* compatibles avec une saine administration financière, le législateur a supprimé trois petits mots qui font disparaître la notion de plafond des taux. Il suffira désormais que les taux soient compatibles avec une saine administration, si hauts soient-ils, pour qu'Hydro-Québec agisse dans le cadre de ses pouvoirs légaux. Dans la mesure où l'exploitation de la société dégage des bénéfices, le gouvernement fixe les dividendes qu'elle pourra verser et qu'encaissera le ministre des Finances, titulaire du capital-actions.

Dans ce régime découlant des réformes de 1978 et 1981, les administrateurs de la société sont nommés par le gouvernement, qui doit aussi approuver les règlements adoptés par le conseil d'administration. Hydro-Québec conserve d'autre part son monopole effectif sur la fourniture d'électricité²⁴⁶. L'encadrement de la production, du transport et de la distribution d'électricité au Québec relève donc principalement du gouvernement du Québec, Hydro-Québec rendant toutefois périodiquement compte de ses activités à l'Assemblée nationale dans le cadre de comparutions en commission parlementaire. Ce processus ne satisfaisait cependant ni les parlementaires, ni la société d'État, ni l'ensemble du public, tous sentant bien que les contraintes inhérentes à ce forum limitaient à la fois une large participation citoyenne aux débats entourant l'énergie et la capacité des parlementaires d'acquiescer l'expertise requise pour analyser en profondeur les

²⁴⁶ sous réserve notamment des quelques réseaux locaux de distribution et des entreprises comme le groupe Alcan, dont la production est cependant autoconsommée pour l'essentiel.

activités d'Hydro-Québec et de disposer du temps requis pour procéder à ce travail. Il fallait autre chose: ce fut la Régie de l'énergie.

4- la création de la Régie de l'énergie

La mise en place de la Régie de l'énergie, telle qu'on la connaît actuellement, s'est opérée en deux temps. Elle a été créée en 1996, puis a été amputée d'une partie essentielle de ses compétences en 2000.

Comme on l'a noté à la section III-B, les années 1990 sont marquées par un vent de réforme du cadre réglementaire de l'électricité en Amérique du Nord. C'est dans ce contexte qu'il faut situer trois (3) jalons importants. D'abord, le gouvernement du Québec avait mis en place la «Table de consultation du débat public sur l'énergie», qui comprenait des représentants de tous les milieux, qui a tenu de larges consultations et qui a remis son rapport le 3 mars 1996²⁴⁷. Après avoir dressé un portrait détaillé de la situation québécoise dans le domaine énergétique, la Table recommandait notamment la création d'une régie indépendante qui encadrerait la fourniture d'électricité et d'autres formes d'énergie.

En réaction à ce rapport, le gouvernement du Québec déposait un énoncé de politique en novembre 1996²⁴⁸. Quelques semaines plus tôt, le ministre des Ressources naturelles, M. Guy Chevrette, avait déposé le projet de *Loi sur la Régie de l'énergie*²⁴⁹. Ce projet de loi a donné lieu à une consultation en commission parlementaire, puis il a été adopté en décembre 1996. La Régie a commencé ses activités le 2 juin 1997.

La *Loi sur la Régie de l'énergie* (ou «LRÉ») attribuait au départ à cet organisme des compétences variées. La LRÉ s'appliquait entre autres «à la production, au transport, à la distribution et à la fourniture» d'électricité et «au transport, à la distribution, à la fourniture et à l'emmagasinage» de gaz naturel²⁵⁰. La Régie avait d'autre part le mandat de réglementer l'énergie dans une perspective globale, comme l'indiquait l'article 5 de la LRÉ:

²⁴⁷ Table de consultation du débat public sur l'énergie. *Pour un Québec efficace*. Québec, ministère des Ressources naturelles du Québec, 3 mars 1996.

²⁴⁸ Gouvernement du Québec. *L'énergie au service du Québec -une perspective de développement durable*. Québec, novembre 1996.

²⁴⁹ Également connu à l'époque sous le sobriquet de «projet de loi 50».

²⁵⁰ LRÉ, art. 1er notamment. Comme il n'y a pas de production de gaz naturel au Québec, la Régie ne pouvait évidemment pas détenir de juridiction à cet égard.

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable. À cette fin, elle tient compte des préoccupations économiques, sociales, et environnementales ainsi que de l'équité au plan indi-viduel comme au plan collectif. Elle assure également la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable des distri-buteurs.

En vertu du texte original de la LRÉ, la Régie avait compétence exclusive pour fixer les tarifs et les conditions de fourniture et de transport d'Hydro-Québec, pour surveiller les opérations d'Hydro-Québec afin «que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif», pour approuver les plans de ressources d'Hydro-Québec et des distributeurs gaziers²⁵¹ ainsi que pour examiner les plaintes des consommateurs²⁵². Un distributeur comme Hydro-Québec devait aussi obtenir l'autorisation de la Régie avant de construire de nouvelles installations, ou pour conclure certains contrats d'exportation d'électricité²⁵³.

Plus précisément,

48. Sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée ou fournie par Hydro-Québec [...].²⁵⁴
49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit notamment:
 - 1° établir la base de tarification d'un distributeur^[255] en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation des équipements de production d'électricité, d'un réseau de transport ou de distribution ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de

²⁵¹ Art. 31, 48, 72.

²⁵² La Régie remplaçait par conséquent le Commissaire aux plaintes des clients des distributeurs d'électricité et poursuivait le travail de la Régie du gaz naturel en matière de traitement des plaintes des consommateurs de gaz.

²⁵³ Art. 73.

²⁵⁴ On omet ici les passages visant les distributeurs de gaz ou les questions de pure procédure.

²⁵⁵ Au plan terminologique, il importe ici de noter que, lorsque la LRÉ a été adoptée, la notion de «distributeur» visait notamment Hydro-Québec dans son ensemble, et non pas seulement l'une de ses unités fonctionnelles.

- mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces équipements et de ces réseaux;
- 2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service du distributeur incluant notamment les coûts d'approvisionnement;
 - 3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification du distributeur;
 - 4° prévoir des mesures ou des mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance du distributeur et la satisfaction des besoins des consommateurs;
 - 5° s'assurer du respect des ratios financiers du distributeur;
 - 6° tenir compte des coûts de service du distributeur, des risques afférents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;
 - 7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;
 - 8° tenir compte des prévisions de vente du distributeur;
 - 9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;
 - 10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour le distributeur mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

51. Un tarif ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité de l'entreprise et le développement normal des équipements de production d'électricité, d'un réseau de transport et de distribution, ou d'assurer à un distributeur un rendement raisonnable sur sa base de tarification.
72. Hydro-Québec ou un distributeur de gaz naturel doit soumettre à la Régie pour approbation [...] un plan de ressources proposant des stratégies pour réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande de l'énergie qu'il distribue par des moyens agissant tant sur l'offre que sur la demande, en tenant compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales ainsi que des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement qui lui sont propres.

Lorsqu'elle avait à fixer, par exemple, un tarif de fourniture d'électricité, la Régie devait donc et en vertu de la loi tenir compte de l'ensemble des activités d'une entreprise comme Hydro-Québec, et par conséquent de l'ensemble de ses coûts et de son rendement total. On notera en particulier le libellé de l'article 51 LRÉ: si la modification de la mission d'Hydro-Québec dans sa loi constitutive en 1981 y a fait disparaître un facteur de plafonnement des tarifs, on le retrouvait toutefois ici, qui s'appliquait explicitement aux équipements de production, entre autres.

Toutes les activités de production d'Hydro-Québec, y compris leur rendement, devaient dès lors être prises en compte dans l'établissement des tarifs imposés aux consommateurs québécois d'électricité. Construction, tarification, rendement des installations, planification en fonction des besoins: les principaux éléments de la production et de la fourniture d'électricité par Hydro-Québec se trouvaient encadrés par la Régie. L'organisme de réglementation pouvait par conséquent se doter d'une vision d'ensemble du développement à moyen terme de la production et de la consommation d'électricité au Québec. Il disposait de la plupart des instruments requis pour être effectivement en mesure «de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants»; déjà cependant, un élément de l'équation lui échappait.

Comme certains intervenants l'avaient fait observer lors de l'étude du projet de loi²⁵⁶, la juridiction de la Régie en matière de production d'électricité demeurait en effet limitée. En particulier, la Régie ne détenait aucune compétence à l'égard d'autres producteurs d'électricité qui auraient pu vouloir s'installer et construire des centrales au Québec²⁵⁷. La juridiction de la Régie demeurait donc moins étendue que celle accordée à la Régie des services publics plus d'un demi-siècle plus tôt, et qui visait l'ensemble des producteurs. Si Hydro-Québec avait décidé d'acheter de l'électricité d'un tel producteur, plutôt que de construire elle-même une nouvelle centrale, la Régie de l'énergie n'aurait eu aucune juridiction sur le prix auquel Hydro-Québec aurait acheté cette énergie et n'aurait guère eu d'autre choix que de le refiler ensuite aux consommateurs dans les tarifs, puisqu'il aurait présumément constitué une dépense raisonnable de la société d'État.

On ne mettait d'autre part aucun obstacle réglementaire à l'arrivée de nouveaux producteurs. On sentait donc déjà implicitement que les rédacteurs de la loi envisageaient que le marché de la production pourrait se diversifier et qu'ils étaient d'accord. Les auteurs de la LRE ont cependant mis les points sur les «i» en insérant dans le projet de loi une disposition qui devait entraîner le processus qui s'est soldé par l'adoption du projet de loi 116 et a mené le Québec à la situation actuelle.

5- la «déréglementation» de la production

a) l'avis de la Régie de 1998

Lors de sa présentation en octobre 1996, le projet de loi créant la Régie contenait une indication parfaitement claire de l'orientation politique du gouvernement en matière de réglementation de la production d'électricité: une disposition du projet obligeait en effet la Régie à émettre un avis au gouvernement «sur les façons de déréglementer ou soustraire de sa compétence en tout ou en partie la production d'électricité», et le gouvernement se réservait le pouvoir de réduire ou d'éliminer la compétence de la Régie à l'égard de tout ce qui a trait à la production d'électricité après avoir reçu cet avis, qui devait être rendu dans un délai assez court.

Cette orientation était contraire aux recommandations de la Table de consultation du débat public sur l'énergie, elle minait la compétence de la Régie et elle a été fort contestée

²⁵⁶ dont Option consommateurs, conjointement avec une autre association de consommateurs.

²⁵⁷ Le paragraphe 73 1°, requérant l'autorisation de la Régie pour acquérir ou construire «des immeubles ou des actifs destinés à la production», ne s'appliquait en effet explicitement qu'à «Hydro-Québec ou un distributeur de gaz naturel».

lors de l'étude du projet de loi 50. Le texte a par conséquent été modifié pour donner plutôt à la Régie le mandat de fournir un avis «sur les modalités d'établissement ou d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité», à la suite d'une proposition qui devait être présentée par Hydro-Québec²⁵⁸.

La Régie a donc annoncé en février 1998 qu'elle tiendrait une audience publique sur cette question, puisque les délais fixés par la loi l'obligeaient à remettre son avis au plus tard le 11 août 1998. Hydro-Québec a proposé dans ce cadre la mise en place d'un système qui équivalait à déréglementer totalement la production d'électricité au Québec.

Mais, dans son avis déposé le 11 août 1998, la Régie recommandait au contraire au gouvernement de ne pas sabrer dans sa juridiction et de lui laisser tous ses pouvoirs en matière d'encadrement de la production d'électricité²⁵⁹. Comme pratiquement tous les intervenants dans le dossier l'avaient indiqué, la taille d'Hydro-Québec lui assurerait en effet un quasi-monopole dans le marché québécois: à toutes fins pratiques, la déréglementation mettrait en place un monopole non-contrôlé. La Régie voulait également conserver sa juridiction sur les exportations d'électricité, qu'Hydro-Québec avait recommandé de rogner.

En somme, Hydro-Québec avait tenté par sa proposition de faire adopter l'orientation de départ du parrain du projet de loi créant la Régie, même si l'article de la LRÉ requérant la production d'un avis avait été remodelé par le processus parlementaire. Pratiquement tous les intervenants dans cette affaire s'y sont opposés et, en août 1998, la Régie a recommandé au gouvernement de ne pas réduire ses attributions et de maintenir la LRÉ, sans modification.

Cette conclusion de la Régie n'a apparemment fait l'affaire ni d'Hydro-Québec, ni du gouvernement. Les groupes sociaux ont dans l'ensemble appuyé la position de la Régie, tandis qu'Hydro-Québec et les promoteurs qui voulaient être autorisés à construire de petites centrales hydro-électriques, par exemple, l'ont vivement critiquée. Puis le gouvernement a tranché, en présentant le 11 mai 2000 le projet de loi 116, adopté et entré en vigueur un peu plus d'un mois plus tard, malgré une très forte opposition.

²⁵⁸ LRÉ, art. 164 (tel qu'adopté en 1996).

²⁵⁹ Les intéressés trouveront le texte de l'avis rendu par la Régie en vertu de l'article 164 LRÉ au www.regie-energie.qc.ca/audiences/3398-98/avis.pdf. Les conclusions sont aux pp. 64-71.

b) la concurrence et la séparation fonctionnelle

L'objectif premier poursuivi par l'Assemblée nationale en adoptant le projet de loi 116²⁶⁰ était d'éliminer la compétence de la Régie de l'énergie sur la production d'électricité au Québec, puisque par hypothèse un marché concurrentiel se développerait et qu'on n'avait donc pas «besoin» de réglementer. Il fallait pour cela réduire le champ d'application de la LRÉ et ôter certains pouvoirs à la Régie, ce qu'on fit (et on y revient *infra*). Cela n'aurait cependant pas été suffisant.

En effet, Hydro-Québec conservait quand même le monopole du transport et de la distribution d'électricité, tout en demeurant évidemment le principal producteur d'électricité au Québec. Il n'était pas question de «casser» légalement Hydro-Québec, pour que les activités de distribution et de production soient réalisées par des entreprises différentes. Il fallait donc mettre en place des règles pour que les éventuels nouveaux producteurs d'électricité puissent concurrencer le secteur «production» d'Hydro-Québec et convaincre le secteur «distribution» d'acheter de l'énergie chez eux, plutôt qu'auprès du bras «production» d'Hydro-Québec. Ces concurrents potentiels devaient pouvoir se battre à armes égales (au moins théoriquement) avec HQP, sans que cette dernière soit avantagée par sa proximité avec ce qui allait devenir HQD.

La séparation fonctionnelle au sein d'Hydro-Québec ne se justifie que par la création d'un marché concurrentiel

Bien que le projet de loi 116 ne l'ait pas dit en toutes lettres, il rendait par conséquent nécessaire ce qu'on a appelé la «séparation fonctionnelle» au sein d'Hydro-Québec. Plus précisément, la LRÉ distingue maintenant le «distributeur d'électricité», i.e. «Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité» et le «transporteur d'électricité», i.e. «Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité»²⁶¹, la compétence de la Régie ne s'étendant plus qu'à ces deux composantes de la société d'État. Les activités d'Hydro-Québec qui ne tombent pas dans ces catégories, dont toute la production et l'exportation, ne font donc plus l'objet d'aucune réglementation économique et elles ne peuvent en aucune manière être prises en compte par la Régie²⁶².

²⁶⁰ *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, L.Q. 2000, c. 22.

²⁶¹ LRÉ, art. 2.

²⁶² Sous réserve d'éléments accessoires, comme l'impact de la réglementation du transport sur les prix et la capacité d'exportation.

Le législateur a d'autre part péremptoirement attribué certains éléments d'actif d'Hydro-Québec au «distributeur d'électricité» et au «transporteur d'électricité» aux fins de l'établissement de la base tarifaire en fonction de laquelle leur juste niveau de rendement doit être déterminé:

164.1 Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 et de l'article 52.3, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité, les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur ou du distributeur d'électricité [...].²⁶³

L'examen de la justesse de la répartition des éléments d'actif d'Hydro-Québec aux fins de l'établissement des tarifs a donc lui aussi échappé à la Régie en 2000 par cette disposition, alors qu'il s'agit pourtant d'une question fondamentale et qui fait normalement l'objet d'une grande attention de la part d'un organisme réglementaire tel que la Régie et des parties qui interviennent devant lui. Cette mesure a conféré aux comptables d'Hydro-Québec une aura qui n'est pas sans évoquer le dogme de l'infaillibilité pontificale²⁶⁴.

Dorénavant, les activités de production et de distribution²⁶⁵ seraient gérées séparément, elles auraient une comptabilité distincte, elles seraient pratiquement indépendantes l'une de l'autre. Quand HQD aurait besoin d'électricité, elle pourrait faire affaire avec n'importe quel producteur, sans qu'HQP soit commercialement avantagée par ses liens fraternels avec HQD. On rendait donc en quelque sorte Hydro-Québec schizophrène, en la dotant de personnalités multiples et aux intérêts susceptibles de diverger. On reviendra par ailleurs à la section III-C 5 e) aux impacts tarifaires de cette séparation fonctionnelle, qui sont importants²⁶⁶.

²⁶³ LRÉ, art. 164.1.

²⁶⁴ Les notions de «réseau de transport» et de «réseau de distribution» d'électricité sont également définies à l'art. 2 LRÉ.

²⁶⁵ ainsi que de transport, mais on n'examinera pas cet aspect ici. Notons seulement qu'HQT avait fait l'objet d'une séparation fonctionnelle dès 1997, en raison des exigences états-uniennes reliées aux exportations vers les États-Unis.

²⁶⁶ Rappelons aussi que, pour l'un des experts entendus par la Commission, la séparation fonctionnelle joue structurellement contre l'efficacité énergétique: Carpentier, Jean-Marc. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 15:30h – 16:00h, p. 2/10 (première version).

c) l'encadrement des contrats d'approvisionnement

Ils le sont d'autant que la Régie exerce désormais un contrôle bien relatif sur les modalités des contrats d'approvisionnement en vertu desquels HQD se procure de l'électricité. Rappelons en effet ici que la LRÉ a établi en 2000 une notion de «contrat d'approvisionnement en électricité», soit un contrat par lequel HQD achète de l'énergie d'un producteur quelconque, pour la revendre ensuite à sa clientèle²⁶⁷.

La Régie dispose de trois instruments de contrôle en ce qui a trait à l'approvisionnement d'HQD en énergie. En vertu de l'article 74.1 LRÉ, elle doit approuver une procédure générale d'appels d'offres et d'octroi qui doit notamment

[...]

- 2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisi-onnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;
- 3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées [...]²⁶⁸

La Régie doit d'autre part approuver périodiquement «un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure [...]»²⁶⁹. La Régie peut cependant dispenser le distributeur d'électricité de recourir aux appels d'offres «pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence»²⁷⁰.

En troisième lieu, le «distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisi-onnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement.»²⁷¹ Un tel règlement est entré en vigueur en

²⁶⁷ Toute fourniture d'électricité par HQP à HQD est d'autre part réputée constituer un contrat d'approvisionnement: LRÉ, art. 2, *in fine*.

²⁶⁸ LRÉ, art. 74.1, 2e al., par. 2 et 3.

²⁶⁹ LRÉ, art. 72; «il» vise ici le distributeur d'électricité, dans son acception restreinte établie par la réforme de 2000.

²⁷⁰ LRÉ, art. 74.1 *in fine*.

²⁷¹ LRÉ, art. 74.2, 2e al.

novembre 2002²⁷² et, en vertu de ses dispositions, le distributeur doit notamment faire approuver par la Régie tout contrat d'une durée supérieure à un an. La demande d'approbation doit entre autres être accompagnée de la démonstration que le contrat comporte le prix le plus bas²⁷³. Dans les cas où un contrat a été accordé à la suite d'un appel d'offres, la Régie incline à présumer alors que le prix proposé est concurrentiel²⁷⁴, et donc raisonnable.

Ce pouvoir d'approbation constitue un outil assez peu efficace. D'abord, le contrat d'approvisionnement sera valide même avant son approbation, puisque cette formalité est dans notre droit administratif moins impérative que l'autorisation, sans laquelle l'acte en cause est nul *ab initio*²⁷⁵. Ensuite et à moins d'incurie grossière du distributeur, on imagine assez mal des circonstances où la Régie trouverait des motifs raisonnables pour refuser d'approuver un contrat, compte tenu des critères fixés par la LRÉ et son règlement d'application. L'exigence d'approbation comporte donc certes cet immense avantage qu'elle oblige à une certaine publicité du processus de conclusion des contrats d'approvisionnement et de leur contenu, mais elle donne en définitive peu de pouvoir réel à la Régie sur les modalités des contrats d'approvisionnement²⁷⁶. La Régie ne s'y est pas trompée, qui n'a à notre connaissance jamais fait sérieusement obstacle à l'approbation d'un contrat d'approvisionnement soumis par HQD.

Les modalités particulières des contrats d'approvisionnement échappent par conséquent au regard de la Régie. Ces contrats doivent en principe être accordés au plus

²⁷² *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*, [2002] 134 G.O. II 8151.

²⁷³ *Ibid.*, art. 1er, al. 4°.

²⁷⁴ On trouve par exemple une indication de ce raisonnement dans la Décision D-2003-159 de la Régie, rendue dans l'affaire R-3515-2003, qui a trait à l'approbation de contrats d'approvisionnement, en p. 11.

²⁷⁵ Quant à la validité de l'acte non encore approuvé et à la distinction avec les effets de l'autorisation, on consultera notamment Garant, Patrice. *Droit administratif. Vol. 1: Structures actes et contrôles*. 4e édition. Cowansville, Éd. Yvon Blais, 1996. Pp. 651-661 notamment. Même en cas de contestation judiciaire de la validité de l'acte non approuvé, «cette approbation qui devient une ratification peut être obtenue en tout temps jusqu'au jugement final»: *ibid.*, p. 657, s'inspirant notamment de l'arrêt *Fortier c. Longchamp*, [1942] R.C.S. 240, où la Cour suprême a accordé un délai de 3 mois pour faire approuver l'exhaussement d'un barrage qui avait déjà été réalisé.

²⁷⁶ On veut bien que l'évaluation des propositions doive tenir compte d'un critère non monétaire relié au développement durable, selon les modalités établies par la décision D-2004-212 de la Régie (dossier R-3525-2004, 13 octobre 2004), ainsi que d'autres critères non monétaires, mais tous ces critères ne «pèsent» que pour 40% dans l'évaluation des propositions reliées à des appels d'offres de long terme.

bas soumissionnaire dans le cadre d'un appel d'offres donné, quelle que soit la filière à laquelle ce producteur entend recourir²⁷⁷. Cela ne concourt ni à une planification à long

Les pouvoirs réduits de la Régie en matière d'approvisionnements ne lui permettent pas de jouer un rôle vraiment utile aux plans des prix et de la planification des ressources

terme de l'adéquation de l'offre et de la demande, ni de façon très significative au choix de filières favorisant le développement durable²⁷⁸, ni par exemple à l'offre d'énergie par HQP au prix «le plus bas compatible avec une saine administration financière»: on demeure bien loin du plafond tarifaire qu'avait rétabli l'article 51 LRÉ et qui a d'ailleurs disparu à nouveau à la faveur des modifications législatives de 2000²⁷⁹.

Au contraire et en vertu de l'article 52.1 LRÉ, la Régie tient compte dans la fixation des tarifs d'HQD des «coûts de fourniture d'électricité», établis «en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité»²⁸⁰. Les abonnés d'HQD se retrouvent par conséquent tributaires de l'appétit débridé – et potentiellement vorace – des producteurs. Même en matière de tarification du distributeur d'électricité, le rôle de la Régie se trouve de ce fait étriqué parce que le coût d'approvisionnement en énergie constitue bien entendu la principale dépense d'HQD²⁸¹, une donnée sur laquelle ni la Régie, ni personne n'exerce de contrôle réel (sous réserve du bloc patrimonial, auquel on revient *infra*).

En somme et depuis l'entrée en vigueur de ces modifications à la LRÉ, plus personne ne réglemente l'aspect économique de la production d'électricité au Québec. Le marché peut en principe jouer librement dans la production d'électricité et cela devrait suffire à protéger les consommateurs.

²⁷⁷ Le gouvernement dispose en vertu de la LRÉ du pouvoir d'exiger que les quantités d'électricité qu'il détermine soient fournies selon certaines modalités et, par exemple, en recourant à des filières données, mais rien ne l'oblige à émettre de telles directives et, lorsqu'il le fait, la Régie comme le distributeur se trouvent liés par une décision qui relève de la seule discrétion du gouvernement.

²⁷⁸ Lafrance, Gaëtan. *La sécurité énergétique et la filière éolienne – avis d'expert présenté au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs*. Québec, *op. cit.*, p. 7, section 1.3.2.

²⁷⁹ Plus précisément, seul le tarif de transport d'électricité ou de gaz est désormais plafonné: ni les prix d'HQP, ni les tarifs d'HQD ne le sont dans la LRÉ, ni bien sûr dans la *Loi sur Hydro-Québec*.

²⁸⁰ LRÉ, art. 52.2.

²⁸¹ Les ventes d'HQP à HQD en 2003 (4,513 G\$) équivalent à 52,6% du produit des ventes d'HQD (8,578 G\$): *Rapport annuel 2003*, *op. cit.*, pp. 68, 72.

La Régie a perdu le pouvoir d'énoncer des principes généraux encadrant les transactions d'électricité d'Hydro-Québec. Lui a aussi été enlevé le pouvoir d'autoriser les exportations d'électricité par Hydro-Québec, une activité qui relève entièrement d'HQP. L'obligation de fournir des plans de ressources a été remplacée par celle de produire périodiquement des «plans d'approvisionnement», qui doivent décrire les caractéristiques des contrats qu'HQD entend conclure «pour satisfaire les besoins des marchés québécois», alors que les plans de ressources devaient recenser l'ensemble des préoccupations économiques, sociales et environnementales relatives à la réalisation de «l'équilibre entre l'offre et la demande de l'énergie»²⁸², ce qui en faisait des outils de planification évidemment plus utiles.

Dans ce contexte, on s'étonne moins que des ratés puissent survenir dans la planification des approvisionnements énergétiques, ou que les tarifs s'envolent alors qu'Hydro-Québec réalise des bénéfices exceptionnels. Il faut cependant prendre encore en compte d'autres éléments pour établir un portrait complet de la situation.

d) l'électricité patrimoniale

L'analyse de l'impact des modifications de 2000 sur l'encadrement de la production (et sur les tarifs d'électricité) est en effet compliquée par un autre facteur: la loi a créé un bloc d'«électricité patrimoniale», elle fixe son prix et elle interdit à HQP de vendre cette électricité à HQD à un prix supérieur. Tout n'est donc pas mauvais dans cette réforme... Bien qu'on ne sache pas précisément comment il y a été établi, le prix de l'électricité patrimoniale paraît en effet avantageux pour la clientèle d'HQD.

L'électricité patrimoniale correspond à un bloc annuel de 165 térawattheures (TWh), en vertu de la LRÉ²⁸³. Le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale était, lui, fixé à 2,79 cents par kilowattheure par les modifications législatives de 2000²⁸⁴. Dans une étude qui a été déterminante dans le processus qui a mené au projet de loi 116, la firme Merrill Lynch évaluait justement le tarif moyen de production d'Hydro-Québec à 2,79 cents par kilowattheure, abstraction faite des rabais consentis à l'égard de divers contrats

²⁸² Ce que visait le plan de ressources requis à l'origine par la LRÉ.

²⁸³ Les ventes d'électricité au Québec se sont élevées à 152,8 TWh en 2000, et à 167,1 TWh en 2003. La consommation dépasse donc maintenant la quantité d'électricité patrimoniale, mais HQP n'a quand même livré que 164,9 TWh patrimoniaux en 2003, probablement parce que le Québec compte aussi sur la production de la centrale des chutes Churchill, qui n'est pas incluse dans le bloc patrimonial fourni par HQPet qui est très peu coûteuse.

²⁸⁴ LRÉ, art. 52.2. Le coût exact varie par catégorie tarifaire et peut varier dans le temps, mais on n'examinera pas ici cet aspect de la question.

spéciaux et en présumant d'un taux de rendement sur l'avoir propre des activités de production «d'environ 18%»²⁸⁵. Ce tarif moyen repose cependant sur diverses hypothèses de rendement, et Merrill Lynch a aussi élaboré dans son rapport un scénario où le tarif de production n'est que de 2,5 cents par kilowattheure, par exemple²⁸⁶.

On doit également noter que des données publiées par HQP en décembre 2004 indiquent le coût unitaire moyen comptable des centrales LG-1, Robert-Bourassa, LG-2-A et Eastmain-1 oscillerait de 2004 à 2011 entre environ quatorze et un peu plus de seize mills par kilowatt-heure, et ce en dollars courants de chaque année²⁸⁷. On peut présumer que le coût unitaire moyen des centrales LG-3, LG-4, Laforge 1 et 2 et Brisay doit se situer dans le même ordre de grandeur, puisqu'elles ont été construites à la même époque que les centrales prises en compte dans l'évaluation, sauf la centrale Eastmain-1, qui fait sans doute monter le coût unitaire moyen publié par HQP. Compte tenu de l'importance des centrales du bassin de la baie James dans le parc d'Hydro-Québec et que de grandes centrales comme Beauharnois, celles du bassin Manicouagan-Outardes et Churchill datent quant à elles de quelques décennies et que leur coût unitaire en dollars courants ne doit pas être nettement plus élevé, on peut supputer que l'évaluation du coût de production utilisée par Merrill Lynch penche plutôt en faveur du producteur²⁸⁸.

Et encore que l'hypothèse de rendement retenue paraisse elle aussi assez généreuse pour l'actionnaire, la fixation du tarif de l'électricité patrimoniale joue néanmoins un rôle de stabilisation capital dans les tarifs d'électricité depuis 2000. La situation va cependant se compliquer à l'avenir: la consommation d'électricité annuelle au Québec excède maintenant la quantité d'énergie visée par le bloc patrimonial. Comme tout autre producteur, HQP pourra vendre à HQD la partie de sa production qui excède le bloc patrimonial au prix du marché, non réglementé et repassé aux consommateurs par le biais

²⁸⁵ Merrill Lynch, *op. cit.*, pp. 30-31. C'est notamment ce rapport qui a incité le gouvernement à retenir le concept d'énergie patrimoniale.

²⁸⁶ *Ibid.*, p. 32. Cette diminution de 10,4% du tarif de production envisagé découle simplement d'une modification à l'hypothèse reliée au rendement attendu de l'investissement, qui passe dans le second scénario de 15% ou plus à 10%.

²⁸⁷ En 2004, 1,39 ¢ par kWh et, en 2007 et 2008, 1,63 ¢ par kWh: Hydro-Québec Production. *Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert – Étude d'impact sur l'environnement*, *op. cit.*, tableau 2-16, p. 2-16.

²⁸⁸ L'évaluation du tarif de production lié aux quatre grandes classes d'abonnés en 2001 (avant tarifs spéciaux et contrats particuliers) est de 2,87 ¢ par kWh, avec un taux de rendement de 18,2%; si on déduit ce rendement, le tarif de production postulé par Merrill Lynch serait par conséquent de 2,43 ¢ par kWh, soit 75% de plus que le coût unitaire moyen comptable des centrales LG-1, Robert-Bourassa, LG-2-A et Eastmain-1 publié par HQD en décembre 2004 (*loc. cit.*); quant aux données de Merrill Lynch, *op. cit.*, tableau 1, p. 30

d'éventuelles hausses des tarifs de HQD. Pour établir les tarifs d'électricité d'HQD, la Régie doit en effet additionner maintenant «le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus» par ailleurs, comme on l'a noté *supra*. Cela risque fort d'accentuer le déséquilibre financier entre les divisions d'Hydro-Québec, et d'entraîner par conséquent un impact significatif et direct sur tous les abonnés, dont les consommateurs.

e) l'impact tarifaire

Le gouvernement a imposé un gel tarifaire à Hydro-Québec en 1998. Ce gel a été levé en 2003. Et donc HQD a demandé à la Régie des hausses tarifaires de 6%, et a obtenu en tout 4,4% en 2004²⁸⁹. Le trente septembre 2004, HQD revenait à la charge en requérant une hausse supplémentaire de 2,7% en 2005²⁹⁰. Les consommateurs n'ont décidément pas l'impression qu'ils sont avantagés par le régime réglementaire actuel.

En fait, ces augmentations étonnent à plus d'un titre. D'abord et jusqu'en 2003 au moins, l'essentiel de l'énergie distribuée par HQD lui provient du bloc d'électricité patrimoniale et de la centrale des chutes Churchill: le coût d'approvisionnement est fixe et remarquablement bas, et il constitue une bonne moitié du budget d'HQD: comment alors justifier des hausses successives de cette ampleur?

Ensuite, et surtout, la société Hydro-Québec envisagée dans son ensemble demeure remarquablement rentable. Comme on l'a noté, la déréglementation de la production devait entraîner la création de partitions administratives et comptables au sein d'Hydro-Québec. Il fallait par conséquent répartir les diverses activités de l'entreprise entre les nouvelles divisions, ainsi que les revenus et les dépenses qui y correspondent. Chaque division est donc devenue autonome en principe. Pour l'exercice financier terminé le 31 décembre 2003, cela donne les résultats suivants aux plans des recettes et du revenu net (en millions de dollars)²⁹¹:

²⁸⁹ Cette affaire a été traitée dans le cadre du dossier R-3492-2002 de la Régie.

²⁹⁰ Hydro-Québec. *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006*. Régie de l'énergie, dossier R-3541-2004.

²⁹¹ Les données reprises ici proviennent du rapport annuel 2003 d'Hydro-Québec. Elles n'incluent pas certains autres revenus, comme ceux reliés à la construction de centrales ou aux activités d'Hydro-Québec en matière de pétrole et de gaz. Les recettes totales sont d'autre part inférieures à la somme des recettes sectorielles, en raison d'«éliminations intersectorielles» (*dixit* le rapport annuel 2003, p. 105).

| | HQP | HQT | HQD | Total |
|----------------|-------|-------|-------|--------|
| Recettes | 6 074 | 2 962 | 8 705 | 11 425 |
| Revenu net | 1 741 | 397 | (133) | 1 931 |
| Proportion (%) | 29 | 13 | (2) | 17 |

Ce qu'il faut retenir de ce tableau, c'est qu'Hydro-Québec est dans l'ensemble rentable et que HQP et HQT engrangent les bénéfices, tandis que HQD ferait des pertes. Or ce sont principalement les tarifs de HQD qui sont maintenant réglementés par la Régie, et qui touchent les abonnés²⁹². Et HQD achète de l'électricité à divers producteurs, dont HQP, à des prix sur lesquels la Régie n'a que peu de contrôle, comme on l'a noté *supra*. Lorsque ces fournisseurs augmenteront leurs prix à l'égard des besoins en énergie excédant le bloc patrimonial, la Régie n'aura donc guère d'autre choix en vertu de la LRÉ que d'ajuster les tarifs de HQD à la hausse, puisque ses dépenses augmenteront et qu'HQD doit être rentable en soi aux yeux de la Régie²⁹³. Cela fera en sorte qu'HQP engrangera des bénéfices supplémentaires.

Pour HQP, son revenu net représentait en 2003 un rendement de près de vingt-neuf pour cent (28,7%) sur les recettes, ce qui est plus qu'excellent. Spéculons (en faisant abstraction du prix unitaire fixe associé au bloc patrimonial): si HQP avait fourni l'électricité à un tarif un peu moins élevé à HQD et avait diminué ses revenus d'environ 130 millions en 2003, elle aurait pu réaliser en principe un rendement sur ses recettes de 26,5% (encore remarquable) et HQD n'aurait pas fait de pertes: il n'y aurait donc pas eu matière à des hausses tarifaires. Plus généralement, les résultats d'ensemble d'Hydro-Québec en 2003 se comparent fort avantageusement à ceux de l'industrie nord-américaine:

²⁹² Ceux D'HQ-transport le sont également mais, comme l'indique le tableau, ils ne représentent qu'une assez petite partie de l'ensemble.

²⁹³ En fait, la Régie peut tenter de jouer sur divers paramètres, comme la productivité au sein de HQD, mais les achats de HQD à HQP représentaient en 2003 52% des recettes totales de HQD, et forment donc un très forte proportion des dépenses du distributeur, dont la Régie ne peut que constater l'ampleur (Hydro-Québec, *Rapport annuel 2003, op. cit.*, pp. 68,105).

Tableau 9
Comparaison du rendement d'Hydro-Québec
et du rendement médian de grands fournisseurs
d'électricité et de gaz états-uniens en fonction
du revenu net (2003)

| | % du chiffre d'affaires | % de l'actif | % de l'avoir propre |
|--------------------|-------------------------|--------------|---------------------|
| Hydro-Québec | 16,9 | 3,3 | 12,8 |
| Médiane États-Unis | 6 | 3 | 10 |

Voilà des chiffres qui paraissent éloquents²⁹⁴. En somme, Hydro-Québec se porte financièrement fort bien²⁹⁵ (et HQP encore mieux), mais réclame néanmoins des hausses tarifaires et détient de bonnes chances de les obtenir puisque, dans l'établissement des tarifs d'électricité, la Régie ne peut désormais plus tenir compte des dépenses et des investissements liés à la construction de centrales par HQP, mais elle ne peut plus tenir compte non plus des hauts revenus d'HQP pour établir si le rendement financier du distributeur est adéquat. Et HQP peut augmenter son rendement en fournissant de l'électricité non patrimoniale à un prix relativement haut et incontrôlé à HQD, qui refile directement la facture à ses abonnés, sans que la Régie puisse y faire grand-chose. HQP peut aussi exporter, par exemple, et les bénéfices ainsi réalisés n'auront aucun impact à la baisse sur les tarifs payés par les abonnés québécois. Les autres activités d'Hydro-Québec ne bénéficient pas davantage aux abonnés.

Pour certains, comme le président d'Hydro-Québec, il va de soi que chacune des «divisions» de la société d'État doive être rentable:

Et ce n'est pas parce que deux de nos activités sont rentables qu'il faut accepter que la troisième ne le soit pas! C'est un peu comme un élève qui, considérant

²⁹⁴ Les rendements d'Hydro-Québec ont été calculés en divisant le revenu net par le chiffre d'affaires total, l'actif total et l'avoir des actionnaires, selon les données fournies dans les états financiers de 2003: *Rapport annuel 2003, op. cit.*, pp. 81-82. Pour les États-Unis, on a utilisé la médiane des résultats relatifs aux 54 plus importants fournisseurs de gaz naturel et d'électricité aux États-Unis selon le chiffre d'affaires: *Fortune 1,000 ranked within industries*. Fortune, 5 avril 2004, p. F-65. Certains grands services publics n'apparaissent pas dans cette liste et les deux tiers environ de ceux qui y apparaissent sont des entreprises plus petites qu'Hydro-Québec, ce qui ne favorise pas la comparaison. Il est toutefois patent à l'examen des chiffres publiés par Fortune que le rendement d'Hydro-Québec sur le chiffre d'affaires est nettement supérieur en 2003 à celui des entreprises états-uniennes de taille comparable pour lesquelles Fortune fournit des données dans le tableau précité.

²⁹⁵ et la chose étonne d'autant plus au plan du rendement sur l'actif que le recours intensif d'Hydro-Québec à la grande hydraulique la dote d'actifs immobilisés proportionnellement plus importants que ce n'est le cas pour plusieurs fournisseurs états-uniens, qui exploitent surtout des centrales thermiques.

qu'il réussit bien en mathématiques et en géographie, s'accorderait le droit d'échouer en français. C'est un raisonnement qui ne tient pas très longtemps...²⁹⁶

Rien n'exige que toutes les activités d'une entreprise soient rentables en elles-mêmes

Avec tout le respect dû au président d'Hydro-Québec, sa comparaison nous paraît cependant boiteuse. Songeons plutôt au réseau de distribution par facteurs de la Société canadienne des postes: ils constituent pour l'essentiel un coût, puisque (schématiquement) les revenus de la Société sont tirés de la vente de timbres²⁹⁷. Si la Société créait une division «distribution» et exigeait qu'elle soit rentable en elle-même, cette dernière devrait facturer artificiellement d'autres divisions de la Société ou exiger du destinataire d'une lettre qu'il paie sur réception un montant qui s'ajouterait à celui déjà déboursé par l'expéditeur. La Société tirerait donc un revenu accru pour une activité déjà rentable, au détriment de sa clientèle, et simplement en raison d'une séparation administrative artificielle.

On trouve ainsi dans toutes les entreprises certaines activités essentielles à l'exploitation, mais qu'il n'est pas nécessaire de rentabiliser en soi. Et lorsque d'aventure on établit des règles telles que la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, on doit faire des choix qui déterminent comment les éléments d'actifs, les revenus et les charges seront répartis. Dans le cas d'Hydro-Québec par exemple, on aurait pu attribuer la quasi-totalité des revenus à la division «distribution» (puisque c'est elle qui émet les factures) et convenir qu'HQP vendait son énergie à HQD au coût de production exact. HQP serait alors tout juste rentable, tandis qu'HQD nagerait dans les bénéfices²⁹⁸. On a évidemment procédé à un choix différent: c'est HQP qui engrange les surplus tandis qu'en raison de la séparation fonctionnelle, HQD doit requérir des hausses de tarifs pour paraître rentable.

²⁹⁶ Caillé, André, interrogé dans Ratelle, Josée. *Investir dans la croissance – rencontre*. Hydro-Press, 83e année, no 9 (novembre 2003), p. 6. Pp. 8-9.

²⁹⁷ La Société canadienne des postes a évidemment d'autres activités que la vente de timbres et l'acheminement des lettres, mais on peut s'en tenir ici à cette simplification. Notons que la Société est rentable: elle a réalisé en 2003 un chiffre d'affaires de 6,3 G\$ et un bénéfice net de 256,3 M\$, comme l'indique le tableau «Les sociétés d'État» in *Revue Commerce – Les affaires*, numéro *Super 500*, juin 2004, p. 182.

²⁹⁸ Et la chose ne manquerait pas d'une certaine logique: la rentabilité d'HQP découle en grande partie du fait qu'elle réalise d'immenses économies d'échelle en construisant de grandes centrales, mais ces centrales ne peuvent être rentables que parce qu'HQD lui fournit un vaste bassin de clientèle. En fait, toute la logique derrière la structure de la fourniture d'électricité moderne tient à cette intégration entre production centralisée et distribution étendue, qu'on tente d'éluder ici: Patterson 2, *op. cit.*, p. 4.

Quels que puissent en être les tenants et les aboutissants conceptuels, ce résultat demeure incompréhensible et injustifiable pour les consommateurs québécois. Il constitue un objet d'indignation. Il alimente l'insatisfaction de la population à l'endroit d'Hydro-Québec. On ne conçoit pas qu'une société d'État fournissant un service essentiel, qui réalise un bénéfice de près de deux milliards de dollars et dont le rendement sur le chiffre d'affaires frôle les dix-sept pour cent en 2003, ait l'audace de réclamer des hausses tarifaires. Un cadre réglementaire qui produit un tel résultat ne peut être perçu comme étant juste.

Il n'appartient évidemment pas à l'Assemblée nationale ou à la Commission de l'économie et du travail d'établir les tarifs d'Hydro-Québec. Il est cependant du ressort des parlementaires de déterminer comment et en fonction de quels critères ces tarifs sont établis. Aux parlementaires revient aussi le devoir de déterminer par quelles mesures le gouvernement équilibrera son budget²⁹⁹. Nous sommes d'avis que les choix opérés depuis 2000 ont des conséquences néfastes, parce qu'ils sont fondés sur des hypothèses inexacts et des orientations malavisées: la concurrence ne règle pas le marché de la production

Les hausses tarifaires sont incompréhensibles et injustifiables pour les consommateurs

d'électricité au Québec, cette production doit être encadrée, la tarification doit être effectuée en prenant en compte un ensemble de facteurs maintenant mis à l'écart et elle ne doit pas constituer un outil de nature fiscale.

Au contraire, les surplus d'Hydro-Québec (et on reviendra *infra* à leur caractère raisonnable) devraient principalement être affectés à des mesures qui concourront à maintenir la sécurité énergétique des Québécois. Hydro-Québec peut elle-même utiliser une part de ses surplus à de telles fins; elle peut aussi en transférer une part à des auxiliaires comme l'Agence de l'efficacité énergétique. Quant aux dividendes versés par la Société, ils devraient également contribuer au développement d'autres initiatives gouvernementales visant des objectifs de sécurité énergétique.

Recommandation 8

Nous recommandons au gouvernement du Québec de modifier ses politiques budgétaires afin de réduire sensiblement le recours aux dividendes d'Hydro-Québec à titre de mesure fiscale indirecte et de réinjecter une part substantielle

²⁹⁹ Ce qui nous ramène aux questions relatives à la régressivité du recours aux tarifs d'Hydro-Québec afin de renflouer les coffres publics, examinée à la section II-C 3 b).

de ces revenus de dividende afin de favoriser la réalisation de nos autres recommandations.

La diminution des dividendes et leur réaffectation doivent par ailleurs s'accompagner d'une réforme du processus tarifaire, afin que la rentabilité d'ensemble d'Hydro-Québec soit prise en compte dans l'établissement des tarifs payés par les abonnés. Les consommateurs sont, juridiquement et dans leur esprit, des clients d'Hydro-Québec, et non pas de HQD. C'est la santé financière d'Hydro-Québec, et non pas seulement celle de l'une de ses divisions, qui doit être examinée afin de déterminer si les tarifs de distribution d'électricité sont justes et raisonnables. La même préoccupation vaut d'ailleurs à l'égard de la problématique de la planification des ressources.

La séparation fonctionnelle compromet la planification des ressources

Depuis le début des années 1960 et jusqu'en 2000, c'est à Hydro-Québec qu'incombait la responsabilité de prévoir l'évolution de la demande et de mettre en place les infrastructures qui permettraient d'y répondre pour l'ensemble des utilisateurs d'électricité québécois. C'est Hydro-Québec qui répondait de la sécurité des approvisionnements électriques du Québec auprès du gouvernement, de l'Assemblée nationale et de l'opinion publique. On n'aurait pas imaginé de scinder Hydro-Québec en entreprises distinctes, l'une chargée de répondre à la demande et l'autre, chargée d'offrir de l'électricité, notamment parce que cela aurait eu pour conséquence manifeste de compliquer la planification du développement des ressources. C'est pourtant sensiblement ce qu'on a fait en créant les conditions qui ont mené à la séparation fonctionnelle d'HQD et HQP.

Il en découle des difficultés évoquées par des experts, comme l'indiquait M. Lafrance lors de sa comparution devant la commission de l'Économie et du travail³⁰⁰. Il en découle aussi une complication remarquable du processus public d'analyse de ces questions, HQD déposant son plan d'approvisionnement auprès de la Régie, la société déposant son programme triennal et HQP fournissant d'autres documents qui, notamment parce que préparés à des dates différentes et par des équipes distinctes, sont fondés sur des hypothèses différentes et fournissent des scénarios qui divergent. On voit même des situations où HQP s'engage à ne pas participer à des appels d'offres d'HQD:

³⁰⁰ Lafrance, Gaëtan. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 12:30h – 13:00h, p. 2/10; bloc 13:00h – 13:30h, pp. 3, 4/8 (première version) Nous retenons l'expression de l'expert: «[...] en séparant les divisions, [...] c'est assez désastreux, je vous dirais, à l'interne» (p. 3/8).

Hydro-Québec Production ne participera à aucun nouvel appel d'offres du distributeur pour des approvisionnements de long terme avant le début de la construction du projet.³⁰¹

Il s'agit en l'occurrence du début de la construction du projet de centrale Eastmain-1-A. Compte tenu des aléas des processus réglementaires, il peut s'écouler plusieurs mois d'ici à l'approbation du projet et au début de la construction, prévue au mieux pour 2006. C'est dire que, si HQP se conforme à la lettre de l'engagement pris dans cette étude d'impact, elle ne participerait à aucun appel d'offres pour des approvisionnements de long terme au cours des douze prochains mois au moins. Rien n'empêche cependant HQD de lancer de tels appels d'offres et on se trouverait alors dans l'étrange situation où HQD chercherait des fournisseurs, où il serait largement admis qu'il vaudrait mieux recourir à la filière hydraulique qu'à la filière thermique, mais où HQP demeurerait coite. On ne peut pas planifier ainsi les approvisionnements énergétiques du Québec.

En tout respect, il nous paraît que si on demandait leur avis aux Québécois, ils affirmeraient massivement que c'est toujours à Hydro-Québec qu'incombe la responsabilité de fournir à tous suffisamment d'électricité et à un prix abordable. Ils n'ont cure de la séparation fonctionnelle. Pour toutes ces raisons, nous sommes d'avis qu'il est temps de refaire d'Hydro-Québec un interlocuteur cohérent, intégré, privilégié, en matière de fourniture d'électricité au Québec. On y revient *infra*.

6- des difficultés qu'illustre le Suroît

L'affaire du Suroît a notamment fait office de révélateur des problèmes de planification de l'offre et de la demande qui peuvent être aggravés par la séparation fonctionnelle entre HQD et HQP. Elle a cependant aussi illustré d'autres problèmes juridictionnels. On pense ici principalement à la divergence qui s'est manifestée entre la Régie, d'une part, et le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (le «BAPE») d'autre part, à l'égard de l'existence réelle et de l'ampleur d'un besoin énergétique auquel ce projet devait répondre. On note aussi, plus généralement, que la succession d'instances consultatives prolonge sensiblement les délais d'approbation de projets de production d'électricité³⁰².

³⁰¹ Hydro-Québec Production. *Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert – Étude d'impact sur l'environnement*. Vol. 1, *op. cit.*, p. 2-6.

³⁰² Pour une évaluation des délais, R-3550-2--4, *Approvisionnement additionnels et stratégie*, HQD-3, document 3, annexe 3A, pp. 39-41.

Il ne fait aucun doute dans notre esprit que la Régie et le BAPE détiennent des expertises complémentaires, que de tels organismes doivent tous deux examiner des projets de cette nature et que tout doit être mis en oeuvre pour faciliter la participation du public à ces processus décisionnels ou consultatifs. Il s'agit cependant d'examiner si on peut rendre ces processus d'examen plus efficaces.

Dans son récent rapport, le Comité consultatif externe sur la réglementation intelligente se penche notamment sur les questions soulevées par la coordination de processus d'évaluation qui se chevauchent et formule un certain nombre de recommandations précises³⁰³. Il nous paraît qu'on pourrait s'inspirer de ces travaux et d'autres démarches analogues pour mettre au point un processus permettant de mieux coordonner, et peut-être même de combiner, dans le respect de leurs compétences, les examens de projets de production électrique par la Régie et le BAPE³⁰⁴.

Recommandation 9

Nous recommandons au gouvernement du Québec qu'il examine la possibilité de mettre en place un cadre harmonisé d'évaluation des grands projets énergétiques par la Régie de l'énergie, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement et les autres instances compétentes et, le cas échéant, nous recommandons à l'Assemblée nationale d'adopter les modifications législatives requises.

D- Les réformes nécessaires

1- un rappel

Comme le conclut la Régie, un marché concurrentiel réel n'a pas émergé en matière de production d'électricité au Québec depuis dix ans. Des concurrents ne peuvent recourir à la filière de la grande hydraulique, Hydro-Québec en détenant à toutes fins pratiques le monopole légal. Les tentatives visant à développer la filière de la petite hydraulique n'ont

³⁰³ Comité consultatif externe sur la réglementation intelligente. *La réglementation intelligente – Une stratégie réglementaire pour le Canada*. Ottawa, septembre 2004. Pp. 114-118 notamment.

³⁰⁴ Nous notons d'autre part que cette préoccupation générale est partagée: par exemple, Parti libéral du Québec, *op. cit.*, p. 8, mais également Webster, Alain. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 11:30h – 12:00h, pp. 5/9 et 9/9 (première version).

pas eu d'effet significatif sur le marché et elles n'en auront presque certainement pas dans l'avenir, tant à cause des obstacles à la construction de petites centrales que parce que leur apport au bilan énergétique serait relativement minime.

La concurrence pourrait se développer dans la filière éolienne, mais les producteurs dépendront étroitement d'Hydro-Québec aux fins de l'équilibrage et, en somme, de la gestion de leur offre. Elle pourrait en principe se tailler aussi une place en recourant à la filière thermique, mais on s'éloigne ce faisant d'une orientation visant le développement durable. Les filières émergentes ne joueront pas à court terme un rôle déterminant dans le maintien de la sécurité des approvisionnements.

Bref, l'histoire, la géographie, l'économie et la sociologie font, chacune à leur manière, obstacle au développement d'un véritable marché concurrentiel de la production d'électricité au Québec. Comme le conclut aussi la Régie, «[l]e marché n'est pas neutre quant au choix des filières» et ce marché ne se matérialisera pas «dans les conditions actuelles»³⁰⁵.

Il faut par conséquent admettre qu'Hydro-Québec continuera à jouer un rôle dominant dans la production d'électricité. Il paraît clair que la société d'État ne détiendra toutefois plus un monopole absolu. Des producteurs éoliens, par exemple, pourront d'ici dix ou vingt ans produire peut-être, collectivement, de dix à vingt pour cent de l'électricité consommée au Québec.

Il s'agit ici de fournir l'intrant essentiel d'un service public littéralement vital. Il n'est pas dans l'intérêt de la société que cette activité fasse l'objet d'un oligopole non réglementé. Il en va de la sécurité énergétique du Québec, parce qu'une telle structure de marché n'est compatible ni avec la planification à long terme des approvisionnements, ni avec le maintien de bas tarifs.

Puisqu'on ne peut remédier au caractère oligopolistique du marché, il faut réglementer. Puisque la scission qu'opère le régime actuel entre la production et la distribution, seule encadrée par la Régie, complique singulièrement la planification intégrée des ressources, il faut étendre la juridiction de cet organisme. Puisque cette même scission fonctionnelle contribue en outre et directement à des hausses tarifaires que ne justifie pas la situation financière d'Hydro-Québec, il faut écarter le régime mis en place en 2000.

³⁰⁵ Avis, *op. cit.*, p. 134.

Le cadre entourant actuellement la production d'électricité au Québec ne peut donc pas garantir la sécurité énergétique: il doit être réformé en profondeur. Il nous paraît qu'il faut ce faisant viser deux objectifs: une meilleure gestion à moyen et long terme des ressources, et le maintien des tarifs les plus bas possibles. Pour y parvenir, nul besoin de réinventer la roue: des mécanismes existent, dont beaucoup ont même été mis en place au Québec avant d'être éliminés en 2000.

2- réformer: les grandes lignes

Soulignons d'abord que la remise en place d'un cadre réglementaire un peu plus complet dans le domaine de l'électricité ne constitue pas un péché mortel. Aux États-Unis, vingt-six (26) États n'ont pas procédé à une déréglementation substantielle; huit (8) ont même choisi au cours des dernières années de mettre fin en tout (comme au Nouveau-Mexique et en Arkansas) ou en partie à leur expérience de déréglementation³⁰⁶ et de revenir à un cadre qui, dans bien des cas, ressemble considérablement au régime pré-déréglementation. En février 2003 par exemple, la législature de l'Arkansas a carrément abrogé la loi adoptée en 1999 afin de «réformer» l'encadrement de la réglementation de l'électricité³⁰⁷. Le premier considérant de la législation de 2003 paraît éloquent:

WHEREAS, the environment in the electric utility industry has changed, and it is in the public interest to continue regulating electric rates for the foreseeable future;³⁰⁸

On a d'autre part ajouté aux pouvoirs de la *Public Service Commission* de l'État, afin de préciser que sa juridiction inclut aussi ce qui suit:

- (9) Assure that retail customers should have access to safe, reliable, and affordable electricity, including protection against service disconnections in extreme weather or in cases of

Aux États-Unis, on a commencé à «re-réglementer»

³⁰⁶ L'Arkansas, le Montana, le Nevada, le Nouveau-Mexique, l'Oklahoma, l'Oregon, la Virginie occidentale et, dans une certaine mesure, la Californie. On trouve une carte indiquant l'orientation actuelle des divers États au <http://neaap.ncat.org/restructuring>.

³⁰⁷ *The Electric Utility Regulatory Reform Act of 2003*, Arkansas Act 204 of 2003, approuvé le 21 février 2003, qu'on retrouve au www.arkleg.state.ar.us/ftproot/acts/2003/public/act204.pdf.

³⁰⁸ *Ibid.*

medical emergency or nonpayment for unrelated services;³⁰⁹

On a également rétabli la compétence de cet organisme à l'égard de la construction d'équipements ou d'installations destinés à la fourniture d'un service public dans le domaine de l'électricité et on l'a dotée du pouvoir de mettre en place un mécanisme de planification intégrée des ressources³¹⁰.

Il ne s'agit là que d'un exemple; il indique cependant qu'après une période d'euphorie inspirée par certains courants économiques néo-classiques, on a dû admettre que la réalité n'entendait pas se conformer à la théorie. Le même constat s'impose au Québec, pour les raisons qu'on a évoquées *supra*.

Il faut ensuite déterminer comment on devrait modifier le cadre relatif à la Régie de l'énergie pour rétablir un système efficace. Bien qu'on puisse être tenté par la simplicité de la méthode de l'Arkansas, et suggérer par conséquent d'abroger tout bonnement la réforme de 2000, force est d'admettre que le contexte québécois requiert une intervention plus nuancée.

On doit en effet prendre acte du cadre réglementaire nord-américain relatif au transport, qui rend pratiquement inévitable la séparation fonctionnelle d'HQT (sauf à décider de ne plus exporter aux États-Unis, ce qui serait assez maladroit), au moins à des fins opérationnelles.

Secundo, la notion de bloc d'électricité patrimoniale nous paraît mériter d'être conservée, encore qu'il faudra peut-être l'adapter quelque peu, comme on le notera *infra*.

Ensuite, il faut déterminer si on entend rétablir le monopole intégral d'Hydro-Québec sur la production d'électricité. Si congrue que soit présentement la part des producteurs concurrents, elle n'en existe pas moins et, pour l'instant, il semble qu'une proportion importante de la production éolienne relèvera aussi d'autres producteurs. Revenir en arrière à cet égard requerrait l'étatisation de ces entreprises; l'intérêt public ne paraît pas le

³⁰⁹ *Ibid.*, Section 6.

³¹⁰ *Ibid.*, Section 8, Section 11.

réclamer impérativement³¹¹. Cette conclusion soulève cependant à son tour deux questions.

D'abord, que fera-t-on à l'avenir? On pourrait en effet prendre acte de la situation actuelle, mais réserver dorénavant à Hydro-Québec la responsabilité de construire de nouvelles infrastructures de production, quelle que soit la filière. Dans un contexte où l'innovation dans le domaine des énergies renouvelables passe peut-être par les initiatives de concurrents créatifs, ce serait cependant compter sur un profond renouveau d'Hydro-Québec que de parier sur sa capacité de mettre de l'avant la production solaire distribuée,

par exemple.

On devrait maintenir le bloc patrimonial et mettre fin à la séparation fonctionnelle

On peut plutôt admettre qu'une certaine concurrence continuera à se développer dans le marché de la production d'électricité au Québec, tout en demeurant bien conscient qu'elle ne menacera pas la domination d'Hydro-Québec sur un horizon de quinze ou vingt ans. Cela nous paraît la voie la plus réaliste. Il y aurait donc présence dominante d'Hydro-Québec en matière de production d'électricité, mais concurrence dans certaines filières émergentes.

Mais alors, comment doit-on encadrer ce marché? Plusieurs modèles ont été évoqués, notamment dans l'étude de la firme Merrill Lynch³¹². Notamment pour les raisons qu'a invoquées cette dernière, toutes les solutions autres que le recours au contrat patrimonial paraissent devoir être écartées, à la fois parce qu'elles ne correspondent pas à la réalité du marché québécois et parce qu'elles risquent d'induire un fort niveau d'instabilité et des hausses tarifaires significatives. On notera incidemment que l'option «contrat patrimonial» décrite par Merrill Lynch présumait que des concurrents pourraient participer à des appels d'offres afin de fournir les approvisionnements requis et excédant le bloc patrimonial, mais ne postulait pas explicitement une déréglementation complète et immédiate du marché de la production au Québec³¹³.

Il nous paraît manifeste que ce marché ne sera pas significativement contesté sur l'horizon précité: ce serait donc se leurrer que de croire que la libre concurrence suffira à

³¹¹ Pour les motifs qu'on examinera *infra*, les effets négatifs que pourrait entraîner l'intervention de producteurs privés sur la planification des ressources ou sur les tarifs peuvent pour l'essentiel être contrés par l'action de la Régie.

³¹² Merrill Lynch, *op. cit.*, pp. 66-75; on verra aussi, par exemple, Dunsky, *op. cit.*, pp. 24-27, qui décrit très synthétiquement *quatorze* scénarios alternatifs.

³¹³ Merrill Lynch, *ibid.*, pp. 74-75.

discipliner les entreprises participantes et à créer un marché efficient. Le maintien de la déréglementation complète de la production, comme on la connaît maintenant, ne bénéficierait ni aux abonnés ni, d'ailleurs, aux petits producteurs, qui demeureraient extrêmement vulnérables aux sautes d'humeur d'Hydro-Québec.

Mais si une certaine concurrence subsiste dans le marché, on devrait en principe maintenir la séparation fonctionnelle entre HQP et HQD, afin qu'HQP ne bénéficie pas d'un avantage «familial» indu. Puisqu'on entend cependant réglementer mieux l'activité de production, on établirait un régime où HQP, HQT et HQD se trouveraient distinctement encadrés par la même Régie, au moins à certains égards. La solution paraît paradoxale et elle comporterait de nombreux inconvénients pratiques et conceptuels. On peut sans doute faire mieux et pour concevoir un régime plus rationnel, il faut d'abord bien circonscrire le domaine de la concurrence dans le secteur de la production.

D'une part, HQD voudra parfois s'approvisionner à l'extérieur du Québec; par définition, HQP n'est alors pas en lice et aucune séparation fonctionnelle ne s'impose³¹⁴.

Ensuite, la filière «grande hydraulique» à l'intérieur du Québec demeurera selon toute vraisemblance la chasse gardée d'Hydro-Québec et nous sommes d'avis qu'il devrait d'ailleurs s'agir d'un élément de la politique énergétique québécoise. Dans ce cas également et faute de concurrence, la séparation fonctionnelle n'est pas requise pour préserver les intérêts d'autres producteurs au sein de la filière elle-même.

En troisième lieu, il paraît peu probable qu'hormis des cas exceptionnels, HQP s'intéresse à la filière «petite hydraulique», qui demeurerait donc réservée pour l'essentiel à des concurrents. En toute vraisemblance, HQP ne jouera pas davantage un rôle significatif à l'égard de la cogénération et du recours à la biomasse. Là non plus, la séparation fonctionnelle ne paraît donc pas nécessaire pour protéger les participants aux filières, puisqu'HQP n'y joue pas de rôle important. Si Hydro-Québec choisissait éventuellement d'entrer en concurrence dans ces créneaux, on pourrait par analogie appliquer la solution que nous recommanderons par ailleurs *infra*.

S'il faut une solution, c'est que subsistent en effet deux difficultés: d'abord, Hydro-Québec pourrait vouloir devenir un producteur dans certaines filières, comme l'éolien ou

³¹⁴ Nous présumons ici qu'Hydro-Québec n'aura pas d'activité de production significative hors du Québec; d'ailleurs et pour l'instant, ses incursions dans le domaine de la production à l'étranger passent sauf erreur par des filiales juridiquement distinctes.

les nouvelles énergies renouvelables, où des concurrents agissent également. Ensuite, il faut aussi aménager ce qu'on pourrait qualifier de «concurrence entre filières», puisque le promoteur d'une nouvelle grande centrale hydraulique peut rivaliser avec le promoteur d'un parc éolien, par exemple. On peut toutefois résoudre ces deux problèmes.

En premier lieu et si on admet qu'Hydro-Québec peut devenir un producteur dans des filières où elle se trouverait en concurrence avec d'autres promoteurs, elle devrait mener cette activité par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive³¹⁵. Cette solution apparemment simpliste nous paraît comporter plusieurs avantages.

D'une part, elle permet de mettre fin à la séparation fonctionnelle entre HQD et le reste d'Hydro-Québec³¹⁶. On n'en tirera que des effets bénéfiques aux plans de la planification intégrée de l'offre et de la demande ainsi que de la tarification. Ensuite et dans les cas très précis où Hydro-Québec voudrait avoir des activités de production dans une filière concurrentielle, s'il en est, on établirait une cloison plus étanche encore entre ces activités et les autres fonctions d'Hydro-Québec qu'on peut le faire présentement. Par contre, les états financiers d'une filiale en propriété exclusive étant consolidés avec ceux de son actionnaire, les bénéfices de la filiale accroîtraient entièrement à ceux d'Hydro-Québec, qui seraient intégralement pris en compte dans l'établissement des tarifs de fourniture, puisque c'est la société d'État qui redeviendrait formellement, aux fins du processus réglementaire, le distributeur.

On réserve ainsi la séparation de certaines activités de production d'Hydro-Québec aux cas qui le requièrent vraiment tout en la renforçant un peu, on fait de nouveau d'Hydro-Québec dans son ensemble le fournisseur et le distributeur d'électricité au Québec et on préserve, dans les cas qui l'exigent, les intérêts des concurrents.

Quant à la «concurrence entre filières», elle peut être assainie par l'établissement, par le gouvernement ou de préférence par la Régie, de blocs d'énergie quantifiés et attribués à l'une ou l'autre filière, dans le cadre d'une planification intégrée³¹⁷. Lorsqu'est en cause une filière où Hydro-Québec pourrait s'avérer en concurrence avec d'autres, c'est sa filiale qui devrait faire valoir ses intérêts propres dans le débat.

³¹⁵ Cela n'empêcherait pas cette filiale de participer à des coentreprises.

³¹⁶ Il va de soi qu'HQT demeurera, elle, fonctionnellement distincte dans un avenir prévisible.

³¹⁷ Le gouvernement dispose déjà du pouvoir de déterminer par règlement, pour une source particulière d'approvisionnement, un bloc d'énergie et son prix: LRÉ, art. 52.2, 72, 74.1 et 112. Les appels d'offres d'HQD peuvent aussi cibler des sources particulières d'approvisionnement, en vertu de l'art. 74.1 LRÉ.

Pour mieux saisir la portée de cette proposition, examinons successivement et synthétiquement les avantages et les inconvénients associés au régime en place de 1996 à 2000, à celui en place de 2000 à maintenant et à celui dont nous faisons ici l'esquisse:

1996-2000: Hydro-Québec est assujettie à la LRÉ et sa rentabilité globale est prise en compte dans l'établissement des tarifs; la Régie a compétence pour contribuer à une planification intégrée des ressources; la concurrence dans la production est possible, quoique peu favorisée, et la division «production» d'Hydro-Québec demeure intimement liée à la division «distribution»;

2000-2004: seules HQD et HQT sont assujetties à la LRÉ et seule la rentabilité d'HQD est prise en compte dans l'établissement des tarifs exigés des abonnés; la Régie dispose d'outils très limités pour participer à la gestion de l'offre et de la demande; la concurrence dans la production est en principe complètement ouverte; toute l'activité «production» d'Hydro-Québec est écartée de la compétence de la Régie et tenue à l'écart d'HQD;

hypothèse: Hydro-Québec est assujettie à la LRÉ et sa rentabilité globale est prise en compte dans l'établissement des tarifs; la Régie a compétence pour procéder à une planification intégrée des ressources; la concurrence dans certaines filières est possible, mais elle est encadrée par la Régie; la division «production» d'Hydro-Québec est soumise à la compétence de la Régie mais ses activités dans des filières concurrentielles font tenues à distance.

Redisons-le, ce sommaire montre bien à quel point la réforme de 2000 reposait sur une thèse irréaliste et ne pouvait qu'entraîner des problèmes de planification et de tarification.

Les constituantes d'Hydro-Québec doivent pouvoir recommencer à se parler (et à échanger en matière de planification) ailleurs que devant la Régie de l'énergie, dans le cadre de processus commerciaux³¹⁸. La société d'État doit retrouver son unité, dans toute la mesure du possible. Elle doit redevenir l'interlocuteur expert, cohérent et structuré en matière de fourniture d'électricité au Québec. Elle doit cesser de hausser ses tarifs alors qu'il en résulte principalement un effet fiscal régressif. C'est ce qu'en attendent les

³¹⁸ Et, compte tenu de la séparation fonctionnelle, on se demande incidemment un peu comment Hydro-Québec peut se conformer à l'obligation que lui fait l'art. 22.1 de prévoir «notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire». HQD ne peut en effet satisfaire ces besoins en produisant elle-même et elle peut toujours espérer acquérir de l'énergie ici ou là; HQT n'a d'autre obligation que de se conformer aux contrats qu'HQD peut, à l'occasion, lui attribuer. Les deux grandes divisions d'Hydro-Québec se trouvent en quelque sorte déresponsabilisées de la problématique globale de la sécurité énergétique et peuvent se trouver prisonnières des oeillères que leur impose la séparation fonctionnelle.

citoyens, à titre de contribuables comme de consommateurs. Dans les seuls cas, pour l'instant limités, où des impératifs réglementaires étrangers ou l'existence réelle d'une situation de concurrence l'exigent, des composantes aussi restrictivement circonscrites que possible pourront en être distinguées, séparées.

Cette réforme, qui constitue en partie un retour au régime ayant eu cours entre 1996 et 2000, doit s'accompagner d'une révision des pouvoirs de la Régie, afin notamment d'accentuer son rôle en matière de planification des ressources.

3- la réforme de la Régie

Pour contribuer à garantir la sécurité énergétique du Québec dans le secteur de l'électricité, la Régie doit envisager deux aspects complémentaires, mais différents: elle doit d'une part se pencher sur la planification de l'offre et de la gestion des ressources, et elle doit d'autre part contrôler les tarifs, afin d'assurer l'abordabilité de cette forme d'énergie.

C'est une lapalissade que de rappeler que pour gérer l'adéquation entre l'offre et la demande, il faut envisager à la fois... l'offre et la demande. La difficulté découle ici du fait que, dans le régime actuel, HQD évalue l'évolution de la demande et est chargée d'y répondre, tandis qu'HQP et d'autres producteurs sont seuls responsables de la gestion de l'offre. Le système législatif repose sur la prémisse que surgira une offre qui répondra à la demande dans le cadre de contrats d'approvisionnement approuvés par la Régie; il en résulte une incitation à la gestion à court terme de l'offre, qui avantage notamment le recours à la filière thermique, pour les raisons qu'on a évoquées *supra*.

Les pouvoirs originaux de la Régie doivent être rétablis et étendus

Puisqu'il s'agit de l'envers du résultat recherché, i.e. une planification à moyen (et idéalement à long) terme axée sur le développement des filières d'énergie renouvelable, il faut évidemment modifier le cadre réglementaire. La demande et l'offre doivent être examinées ensemble; elles devraient l'être par la Régie, afin que leur adéquation à moyen terme ne soit pas laissée au hasard d'un marché dysfonctionnel.

La réorientation que nous proposons *supra* quant à la structure d'Hydro-Québec viendrait ici simplifier nettement les choses. Le producteur dominant et le distributeur feraient à nouveau corps: Hydro-Québec pourrait évaluer la demande et décrire la contribution qu'elle peut apporter au plan de l'offre. Là où cela est opportun, les

producteurs concurrents participeraient également au processus, pour faire valoir leur propre potentiel. On reviendrait de ce fait à un régime assez proche de celui qui avait été établi à l'origine dans la LRÉ.

Recommandation 10

Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de rétablir la compétence de la Régie sur l'ensemble des activités d'Hydro-Québec, y compris la production, en faisant notamment en sorte que:

- a) la situation financière d'ensemble d'Hydro-Québec soit prise en compte dans l'établissement des tarifs de distribution;**
- b) la portée de l'article 51 de la *Loi*, tel qu'adopté en 1996, soit rétablie.**

Il faudrait toutefois envisager un aménagement à ce régime, qui reposait entre autres sur l'hypothèse que les producteurs autres qu'Hydro-Québec ne faisaient l'objet d'aucune réglementation. Cette orientation nous paraît imprudente. La mise en chantier d'équipements de production visant d'autres fins que l'autoproduction devrait en effet être assujettie à l'examen de la Régie, comme c'était le cas avant l'étatisation de l'ensemble de la production au début des années 1960 et comme c'est le cas dans d'autres juridictions³¹⁹. On pourra ainsi contrôler les risques de sur- ou de sous-investissement. On devra aussi envisager à terme, si elle se développe, l'encadrement de l'autoproduction dans les cas où des producteurs sont reliés au réseau de distribution.

Si un producteur commençait à jouer un rôle important au Québec, la Régie devrait également pouvoir l'assujettir à un encadrement plus significatif. On peut songer à titre illustratif à une situation où un producteur éolien en viendrait, d'ici une vingtaine d'années, à fournir quinze ou vingt pour cent de l'énergie électrique consommée au Québec: dans un tel cas et afin d'assurer la sécurité des approvisionnements, la Régie devrait pouvoir évaluer, par exemple, l'état du parc de ce producteur. L'organisme de réglementation pourrait donc moduler l'assiette de sa juridiction selon l'importance d'un fournisseur dans le marché³²⁰.

³¹⁹ On évoquait *supra* le cas de l'Arkansas, qui n'est pas isolé.

³²⁰ Tout comme les processus d'approbation environnementale sont modulés en fonction de la nature et de l'importance des projets.

Recommandation 11

Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin que la Régie soit dotée des moyens nécessaires pour pouvoir surveiller la planification des ressources et, notamment, de l'équilibre entre l'offre et la demande en matière d'approvisionnement électrique, ces modifications devant inclure le rétablissement des obligations imposées à Hydro-Québec par le libellé de l'article 72 de la *Loi* tel qu'il avait été adopté en 1996.

Recommandation 12

Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin que la Régie puisse superviser l'ensemble des activités de production d'électricité au Québec, selon des mécanismes modulés en fonction des circonstances particulières.

Dans la même perspective et comme le recommande également la Régie dans l'Avis³²¹, il importe que cet organisme puisse se pencher sur les questions relatives à l'équilibrage en matière de production éolienne et sur d'autres questions de même nature.

Recommandation 13

Nous recommandons à l'Assemblée nationale que la *Loi sur la Régie de l'énergie* soit modifiée afin de préciser que le prix du service d'équilibrage en matière d'énergie éolienne et le prix de services de même nature doivent être établis par la Régie.

Des adaptations s'imposent aussi à l'égard de l'encadrement du coût de production de l'électricité. Il faut envisager deux questions distinctes: la portée des pouvoirs de la Régie à l'égard des contrats d'approvisionnement qui pourraient être conclus à l'avenir entre Hydro-Québec et d'autres producteurs d'une part, et le sort du bloc d'électricité patrimoniale d'autre part.

Dans la mesure où Hydro-Québec pourrait continuer à acquérir de l'électricité de tiers³²² dans le cadre de contrats à moyen ou long terme³²³, la Régie devrait disposer du pouvoir d'examiner toutes les modalités de ces contrats, y compris le coût de fourniture.

³²¹ *Op. cit.*, p. 95.

³²² y compris une filiale agissant dans une filière concurrentielle.

³²³ Comme c'est le cas présentement, il nous paraît acceptable que des contrats d'approvisionnement à court terme puissent être établis sans approbation de la Régie. Ces contrats devraient toutefois être conclus dans le cadre d'un programme général approuvé par la Régie, afin d'éviter qu'on contourne sa juridiction en concluant des séries de contrats à court terme constamment reconduits.

Elle devrait être chargée d'approuver de tels contrats dans la mesure où ils s'inscrivent dans une planification intégrée des ressources, en tenant compte notamment de critères relatifs au choix des filières et aux économies d'énergie. Le critère relatif à la neutralité technologique devrait être abandonné et la Régie ne devrait pas être requise d'approuver un contrat pour la seule raison que son prix est le plus bas.

Quant à l'électricité produite par Hydro-Québec elle-même, le coût de production doit évidemment être pris en compte dans l'établissement des tarifs de distribution. Il nous paraît que, à l'égard des nouveaux approvisionnements, l'examen de ce coût devrait aller de pair avec l'autorisation de construire ou d'acquérir de nouveaux actifs. Au besoin, des modifications pourraient être apportées au coût de fourniture par la suite, pendant la période d'exploitation de la centrale en cause.

En ce qui a trait aux approvisionnements actuels, deux avenues peuvent être envisagées. D'une part, on pourrait charger la Régie de se lancer dans un processus détaillé d'établissement de la base tarifaire, en faisant table rase de l'allocation des actifs imposée par l'article 164.1 LRÉ en 2000: cette solution aurait le mérite de la rigueur, mais elle serait par ailleurs assez laborieuse; il faudrait aussi composer, le cas échéant, avec la constatation que cette allocation imposée était incorrecte et donc, réviser rétroactivement les tarifs de transport et de distribution.

Il paraît plus pragmatique de prendre acte, au moins au plan des actifs de production, de la détermination législative du coût de production du bloc d'électricité patrimoniale, et de maintenir cette nouvelle institution. Ce prix serait donc et à toutes fins pratiques présumé³²⁴ fournir un rendement adéquat sur des éléments d'actif utiles et prudemment acquis. Cela concourrait à la prévisibilité des revenus pour Hydro-Québec et au maintien de bas tarifs pour les abonnés. Il devrait cependant être loisible à la Régie, si on lui en fait une preuve prépondérante, de conclure que ce prix doit être révisé à la baisse, notamment parce que le rendement obtenu par Hydro-Québec sur ses actifs de production «patrimoniaux» s'avérerait indûment élevé: il s'agirait en somme d'attribuer à la Régie un pouvoir que détient présentement le gouvernement en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*, et qu'elle pourrait exercer dans le cadre d'une audience publique et en rendant une décision motivée à l'issue du processus.

³²⁴ Rappelons ici qu' en vertu de l'article 2847 du *Code civil du Québec*, la présomption légale concernant des faits *présumés* peut être repoussée par une preuve contraire, tandis que la présomption concernant des faits *réputés* est absolue, aucune preuve ne pouvant lui être opposée.

Recommandation 14

Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin, notamment, que:

- a) la Régie puisse se pencher sur l'ensemble des modalités selon lesquelles Hydro-Québec acquiert de l'électricité de tiers, y compris une filiale;**
- b) la Régie puisse se pencher sur l'ensemble des modalités selon lesquelles Hydro-Québec produit elle-même de l'électricité excédant le bloc patrimonial;**
- c) le prix de l'électricité du bloc patrimonial soit maintenu, la Régie étant cependant autorisée à le réviser à la baisse au besoin.**

Plus précisément, une réforme de cette nature pourrait se traduire notamment par les modifications suivantes³²⁵:

- art. 31: rétablissement de la compétence de la Régie à l'égard de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec et de la compétence d'approuver le plan de ressources, extension de son champ de compétence potentiel aux autres producteurs, extension de son champ de compétence à l'établissement de tarifs d'équilibrage ou de tarifs analogues, attribution de la compétence de déterminer des blocs d'énergie devant être fournis dans le cadre d'une filière de production donnée et attribution de la compétence de déterminer si une filière de production fait l'objet de concurrence entre le groupe Hydro-Québec d'une part, et d'autres producteurs potentiels d'autre part;
- art. 32: rétablissement de la compétence de la Régie à l'égard de l'établissement du taux de rendement global d'Hydro-Québec;
- art. 48: rétablissement de la compétence de la Régie à l'égard des modalités de fourniture d'Hydro-Québec;
- art. 51: rétablissement de l'application du critère de nécessité à l'ensemble des tarifs d'Hydro-Québec, y compris en matière de distribution;
- art. 72: rétablissement de l'obligation faite à Hydro-Québec de soumettre périodiquement un plan de ressources axé notamment sur le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie, incluant un plan d'approvisionnement et extension potentielle de cette obligation à d'autres producteurs, selon des modalités fixées par règlement;

³²⁵ On s'en tiendra ici aux questions de fond reliées à l'électricité, sans envisager un certain nombre de modifications techniques à la LRÉ qui pourraient aussi s'avérer utiles, ni les questions relatives à la surveillance des prix de la vapeur et des produits pétroliers.

- art. 73: rétablissement de l'obligation faite à Hydro-Québec d'obtenir l'autorisation de la Régie pour acquérir ou construire des actifs destinés à la production et pour exporter de l'électricité et extension de l'obligation d'obtenir l'autorisation de la Régie pour acquérir ou construire des actifs destinés à la production à d'autres producteurs, selon des modalités fixées par règlement;
- art. 74.1: attribution à la Régie du pouvoir de décider du caractère raisonnable des modalités de contrats d'approvisionnement, remplacement du critère de neutralité entre filières par des critères favorisant les filières d'énergie renouvelable et assouplissement du critère relatif au prix;
- art. 164.1: rétablissement de la compétence de la Régie d'examiner à titre prospectif la répartition des actifs en exploitation, notamment par le remplacement de l'expression «réputés prudemment acquis» par l'expression «présumés prudemment acquis»;
- art. 167: abrogation³²⁶.

Il s'agit là d'une batterie de mesures qui peut paraître impressionnante. Nous sommes toutefois convaincus que si ces modifications législatives ne sont pas effectuées à brève échéance, les problèmes de planification de l'offre et de la demande persisteront, tout comme les litiges reliés au choix des filières, et les tarifs payés par les abonnés ne cesseront d'augmenter à la seule fin d'atteindre des effets de nature fiscale foncièrement régressifs. L'atteinte de l'objectif de sécurité énergétique dans le secteur électrique québécois requiert cette révision en profondeur du mandat de la Régie de l'énergie.

4- la Loi sur Hydro-Québec

Des modifications devraient également être effectuées dans la *Loi sur Hydro-Québec*. Peut-être faut-il en effet se demander si un régime qui permet par exemple à l'actionnaire de prélever unilatéralement une bonne moitié du revenu net d'un service public, sous forme de dividendes, concourt au maintien à long terme de la sécurité énergétique du Québec: les articles 15.1, 15.2 et 15.7 de la *Loi sur Hydro-Québec*, notamment, mériteraient donc d'être réexaminés.

³²⁶ Cette disposition vise la mise en place de projets pilote relatifs à la concurrence dans les marchés de détail. L'insuccès de plusieurs programmes de concurrence au détail aux États-Unis et les caractéristiques du marché québécois justifient amplement qu'on abroge cette manifestation déjà dépassée d'un enthousiasme économiste débridé.

L'article 22 de la loi, qui détermine les objets de la société d'État, nous paraît devoir être impérativement modifié afin d'y réinsérer l'obligation de fournir de l'énergie aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière³²⁷. Dans la même perspective, on devrait ramener à l'article 24 un critère relatif au caractère «raisonnable» des frais encourus et des investissements effectués.

On devrait également étoffer davantage les dispositions de l'article 22.1, afin de renforcer les obligations d'Hydro-Québec en matière de planification intégrée des ressources et d'étendre ses pouvoirs en matière de mise en oeuvre de programmes d'économie d'énergie, par elle ou par l'entremise de tiers. On pourrait par ailleurs modifier l'article 29 de la loi afin de permettre clairement à Hydro-Québec de se doter de filiales d'exploitation d'infrastructures de production d'électricité dans des filières concurrentielles.

Enfin et bien qu'il s'agisse là de préoccupations d'un tout autre ordre, il nous paraît aussi devenir urgent que le législateur se penche sur l'article 48 de la *Loi sur Hydro-Québec*, qui confère à la société d'État des pouvoirs exorbitants en matière d'interruption d'approvisionnement et de pénalités pour usage non-autorisé de l'électricité: ce régime, fondé sur le renvoi à des dispositions législatives adoptées en 1849 et 1898, est aussi désuet qu'injuste³²⁸. Nous partageons à cet égard les très vives réserves exprimées récemment par deux juges québécois (mais minoritaires en l'occurrence) à l'égard de l'exercice de ces pouvoirs exorbitants par Hydro-Québec³²⁹.

³²⁷ Incidemment, nous inclinons à croire que l'article 26, qui prétend limiter le contrôle judiciaire d'actes *ultra vires*, devrait être abrogé: dans la mesure où cette clause privative est applicable, elle a en effet pour conséquence de rendre à toutes fins pratiques inutiles les contraintes que le législateur a par ailleurs choisi de poser aux articles 22 à 25.

³²⁸ Se pose aussi, accessoirement, cette difficulté sérieuse que l'*Acte pour amender l'Acte d'incorporation de la Nouvelle Compagnie du Gaz de Montréal, et pour étendre les pouvoirs de la dite Compagnie*, 52 Vic. c. 183 (1849) n'est pas reproduit dans le recueil des législations du Canada-uni de 1849, comme nous l'avons nous-même constaté: il faut donc s'adresser, par exemple, aux Archives nationales du Canada, pour obtenir le texte de la loi. On veut bien qu'en matière criminelle (et peut-être plus généralement pénale), nul ne soit censé ignorer la loi (*Molis c. La Reine*, [1980] 2 R.C.S. 356) mais, d'autre part, une obligation législative formulée de telle sorte qu'elle ne donne pas à une personne ordinaire un avertissement raisonnable que la conduite qu'elle envisage est interdite peut être invalidée en vertu de l'article 7 de la *Charte canadienne des droits et libertés: Renvoi relatif au Code criminel (Man.)*, [1990] 1 R.C.S. 1123, 1141 et 1150-1155 notamment. Eu égard à l'application des dispositions de la loi de 1849, un tribunal ferait aussi face à cette difficulté que les pénalités y prévues sont libellées en livres, une monnaie qui n'a évidemment plus cours légal au Canada...

³²⁹ *Glykis c. Hydro-Québec*, 2004 CSC 60 (1er octobre 2004), par. 38-43 notamment (juges LeBel et Fish).

Recommandation 15

Nous recommandons à l'Assemblée nationale d'amender la *Loi sur Hydro-Québec* afin, notamment, de:

- a) modifier la mission que confère l'article 22 de sa loi constitutive à Hydro-Québec pour préciser qu'elle a pour objet de fournir de l'énergie aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière;**
- b) modifier le régime relatif au versement de dividendes afin que le gouvernement ne puisse plus puiser unilatéralement une part aussi considérable des surplus;**
- c) préciser les obligations incombant à Hydro-Québec en vertu de l'article 24 relativement au caractère raisonnable de ses investissements et des frais d'exploitation qu'elle encourt;**
- d) préciser et d'étendre au besoin ses pouvoirs en matière d'implantation de programmes d'économie d'énergie;**
- e) préciser les modalités en vertu desquelles elle peut se doter de filiales de production d'électricité dans des filières déclarées concurrentielles;**
- f) réviser le cadre relatif aux interruptions de service et aux pénalités pour usage non autorisé de l'électricité.**

Cela dit, la Régie est présentement saisie d'une requête de hausse tarifaire déposée par HQD, et dont elle devrait disposer dans le cadre législatif actuel: il faut craindre qu'à nouveau, dans ce contexte, elle devra autoriser des hausses tarifaires alors que la société d'État déclarera des bénéfices exceptionnels. Cela ne concourra à améliorer l'image et la réputation ni de la Régie, ni d'Hydro-Québec, ni du gouvernement du Québec.

On peut éviter ce résultat par deux moyens. D'une part, et le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs indiquant par hypothèse son intention de présenter dans les prochains mois un projet de loi visant à modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* et la *Loi sur Hydro-Québec* dans des termes analogues à ceux que nous proposons ici, Hydro-Québec pourrait (et devrait) requérir un ajournement relativement à l'examen de sa requête. On risque autrement de se trouver dans une situation où la Régie rendrait au début de 2005 une décision qui se trouverait quelques mois plus tard incompatible dans sa substance avec un élément essentiel de la politique énergétique du Québec, tel qu'entériné par l'Assemblée nationale. À plus ou moins court terme, l'organisme de réglementation, constatant un niveau de rendement excessif du fournisseur réglementé, devrait lui

ordonner de consentir l'équivalent d'une diminution tarifaire. Cela n'arrangerait que modérément tant Hydro-Québec que ses abonnés, qui auraient payé en trop pendant des mois ou des années³³⁰.

D'autre part, et en vertu des articles 110 et 111 de la LRÉ, le ministre pourrait donner à la Régie une directive l'enjoignant de poursuivre l'objectif général de ne pas accorder à HQD une hausse tarifaire qui porterait le rendement total d'Hydro-Québec au delà d'un certain taux, par exemple. Il s'agit cependant là d'une méthode nettement plus lourde, et à laquelle on ne voudrait sans doute avoir recours que si Hydro-Québec faisait la sourde oreille à une recommandation ministérielle de surseoir à l'examen de la requête déposée par HQD le trente septembre dernier.

Enfin et lorsque des modifications législatives de cette nature auront été adoptées, il restera à Hydro-Québec à mettre fin à la séparation fonctionnelle de ses composantes autres que HQT.

Recommandation 16

Nous recommandons à Hydro-Québec de demander à la Régie de l'énergie de surseoir à l'examen de la cause R-3541-2004 jusqu'à ce que des modifications législatives conformes à nos autres recommandations soient entrées en vigueur ou, alternativement, que le ministre émette une directive enjoignant la Régie de ne pas accorder une hausse tarifaire qui aurait pour effet de porter le rendement d'Hydro-Québec au delà d'un seuil déterminé.

Recommandation 17

Nous recommandons à Hydro-Québec, dès que lesdites modifications législatives seront entrées en vigueur, de mettre fin à la séparation fonctionnelle de ses composantes autres que HQT.

IV- Quelques autres préoccupations

A- La place du gaz naturel

Tant le document de consultation gouvernemental que l'apport de plusieurs des experts entendus par la Commission de l'énergie et du travail en décembre 2004 inclinent vers

³³⁰ Pour un aperçu des difficultés que peut poser ce type de problématique, on examinera par exemple l'arrêt *Bell Canada c. Canada (CRTC)*, [1989] 1 R.C.S. 1722, où la Cour suprême, compte tenu des faits particuliers de l'affaire, a confirmé la validité d'une ordonnance du CRTC obligeant le fournisseur à rembourser à ses abonnés des revenus excédentaires de 206 millions de dollars.

une augmentation de la part du gaz naturel dans le bilan énergétique québécois³³¹. Il s'agirait de diversifier le portefeuille de ressources, de réduire la dépendance à l'égard de l'hydraulicité et de n'utiliser l'électricité que là où elle constitue la meilleure source d'énergie. Pour que le gaz puisse se tailler une place plus importante dans le marché québécois, il faudrait cependant que l'électricité coûte plus cher.

Le gaz naturel ne constituera pas un moyen adéquat pour accroître la sécurité énergétique du Québec

Il s'agit là d'un débat complexe et important. Pour des raisons qui tiennent notamment à des enjeux relevant de la sécurité énergétique du Québec, nous ne sommes pas convaincus à ce stade qu'il soit sage à moyen et long terme de compter beaucoup plus considérablement sur le gaz naturel.

D'abord et au plan de la sécurité des approvisionnements, on sait que le Québec ne produit présentement pas de gaz naturel³³²: il doit donc être importé. Le Québec compte pour l'instant sur une seule région productrice, soit l'Ouest canadien, ainsi que sur un seul réseau de transport, soit le gazoduc de *TransCanada Pipelines*³³³. Qui plus est, la production gazière nord-américaine plafonne actuellement: les puits déjà en exploitation s'épuisent à un rythme tel que plus du quart des nouveaux puits forés servent simplement à compenser l'essoufflement des gisements³³⁴.

Cette contraction de l'offre survient alors que la demande nord-américaine croît considérablement. On estime que neuf cents (900) des mille (1 000) centrales électriques qui seront mises en production en Amérique du nord dans les toutes prochaines années feront appel au gaz naturel³³⁵. La consommation industrielle de gaz a crû de près de la moitié (48%) de 1986 à 2001³³⁶.

³³¹ Enjeux, *op. cit.*, p. 13; les témoignages de MM. Fortin, Doucet et Carpentier contiennent aussi des indications en ce sens.

³³² On revient brièvement à cette question dans la section IV-C.

³³³ Enjeux, *op. cit.*, pp. 20, 33.

³³⁴ National Petroleum Council. *Balancing Natural Gas Policy – Fueling the Demands of a Growing Economy. Volume I – Summary of Findings and Recommendations*. Washington, Natural Petroleum Council, 25 septembre 2003. 82 p. et appendices. P. 39. Le *National Petroleum Council* regroupe les ténors de l'industrie états-unienne et a réalisé cette étude en vertu d'un mandat donné par le Secrétaire à l'Énergie des États-Unis. On trouve l'étude au www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/npc/03gasstudy/NG_Vol1_9.25.pdf.

³³⁵ *Balancing...*, *op. cit.*, pp. 25-26.

³³⁶ *Ibid.*, p. 26.

Pour diversifier les approvisionnements, il faudra compter sur du gaz en provenance de Russie ou d'autres régions dont la stabilité socio-politique est moins que certaine³³⁷, ou à des régions où l'exploitation du gaz comporte des défis environnementaux importants, comme le grand nord canadien ou l'Alaska. À titre illustratif, voici la liste des dix États dotés des plus importantes réserves prouvées en gaz naturel, selon des données de janvier 2004:

Tableau 10
Réserves prouvées de gaz naturel par État et
et proportion des réserves mondiales prouvées
 – estimation janvier 2004 –
 (trillions de pieds cubes)³³⁸

| | Réserves nationales | % des réserves mondiales |
|---------------------|---------------------|--------------------------|
| Russie | 1 680 000 | 27,6 |
| Iran | 940 000 | 15,5 |
| Qatar | 910 000 | 14,9 |
| Arabie saoudite | 231 100 | 3,8 |
| Émirats arabes unis | 212 100 | 3,5 |
| États-Unis | 189 044 | 3,1 |
| Algérie | 160 000 | 2,6 |
| Nigéria | 159 000 | 2,6 |
| Vénézuela | 148 000 | 2,4 |
| Irak | 110 000 | 1,8 |
| Total mondial | 6 078 592 | 100,0 |

L'estimation des réserves prouvées à une époque donnée demeure évidemment relative. On constate néanmoins que cinquante-huit pour cent (58%) des réserves prouvées de gaz naturel se trouvent dans trois États: la Russie, l'Iran et le Qatar. La contribution des autres États aux réserves prouvées paraît nettement plus modeste: les États-Unis n'en détiendraient que trois pour cent³³⁹; le Canada, qui n'apparaît pas sur le tableau, n'en détiendrait pour sa part que moins d'un pour cent (0,9%), tout comme la Chine d'ailleurs. En fait, l'Asie de l'est ne recèle que sept pour cent (7,3%) des réserves prouvées de gaz, alors qu'on sait comment croissent des économies comme celle de la Chine et à quels défis font face celles de l'Indonésie, de la Malaisie ou de la Thaïlande.

³³⁷ À l'égard de la Russie, on pense ici entre autres au processus de restructuration imposé présentement par le gouvernement central à l'industrie pétrolière, par exemple.

³³⁸ Données publiées par l'*Energy Information Administration* du *Department of Energy* des États-Unis, 9 novembre 2004, au www.eia.doe.gov/emeu/international/reserves.html. On a utilisé ici les estimations de l'*Oil & Gas Journal*.

³³⁹ dont des proportions importantes dans des réserves naturelles, ce qui pose des obstacles juridiques à leur exploitation, et au nord de l'Alaska: *Balancing...*, *op. cit.*, p. 21.

Mettre davantage l'accent sur le gaz naturel, c'est par conséquent risquer d'induire une dépendance à l'égard d'importations³⁴⁰ à la stabilité imprévisible à moyen et long terme, et dont le coût marginal est supérieur à celui de la production actuelle³⁴¹ (sans parler du coût de transport). On devra d'autre part transporter ce gaz par la mer; il faudra donc des ports de transbordement. L'exemple récent du rejet d'un projet de cette nature par les résidents de la municipalité de Beaumont³⁴² indique qu'il ne va pas de soi que les infrastructures requises seront facilement ou rapidement mises en place.

À cela s'ajoute le défi du transport: quatre-vingt-huit pour cent (88%) des grandes infrastructures de transport gazier nord-américaines ont été construites avant 1980³⁴³. Il faudra à moyen terme investir substantiellement pour les rénover.

Ces défis ont toutes les chances d'ajouter aux tensions sur les prix du gaz naturel, qui risquent de s'accroître d'ici l'horizon 2025 et de demeurer hautement volatils³⁴⁴. Si le Québec faisait le choix stratégique de consommer nettement plus de gaz naturel, il ajouterait d'ailleurs à ces tensions et une telle politique pourrait en soi contribuer à la hausse du prix nord-américain (sinon mondial) du gaz³⁴⁵. En Amérique à tout le moins, la hausse du prix du gaz pourrait à la limite inciter certains producteurs d'électricité à recourir plutôt au charbon, qui devrait demeurer relativement abondant; dans un tel scénario, la politique québécoise aurait des effets environnementaux néfastes à l'échelle du continent³⁴⁶.

³⁴⁰ On évaluait en 2003 que la production continentale pourrait répondre à environ 75% de la demande nord-américaine: *Balancing, op. cit.*, p. 9 et tableau 2, p. 11. Cette prévision repose d'autre part sur l'hypothèse que les gains d'efficacité associés à un train de mesures d'économie d'énergie permettraient de réduire la consommation de gaz d'environ 15% à l'horizon 2025, comme l'indique par exemple le tableau 3, *ibid.*, p. 12 et analyse des scénarios, pp. 19-20.

³⁴¹ sans parler du coût du transport. Quant à d'autres sources de gaz naturel, encore inexploitées, les défis associés à l'exploitation des hydrates de méthane par exemple, qui existent en quantité importante, font en sorte que l'exploitation n'en sera vraisemblablement pas viable économiquement et techniquement d'ici 2025: *Balancing..., op. cit.*, p. 50.

³⁴² *Les citoyens de Beaumont disent non au terminal méthanier*. Le Devoir, 6 décembre 2004; St-Pierre, Marc. *Les élus de Beaumont confirment le non*. Le Soleil, 8 décembre 2004.

³⁴³ *Balancing..., op. cit.*, p. 55.

³⁴⁴ Quant à la volatilité, *Balancing..., op. cit.*, pp. 21, 26.

³⁴⁵ Les scénarios examinés dans *Balancing...* semblent fondés sur une estimation d'une demande assez stable au Canada de 2005 à 2025: par exemple, tableau 1, p. 10.

³⁴⁶ D'autre part et bien qu'on en tienne plus rarement compte, le gaz naturel constitue une source d'énergie, mais aussi un ingrédient dans plusieurs procédés industriels; la hausse de son prix a donc de multiples effets sur l'économie et sur l'emploi: *Balancing..., op. cit.*, pp. 7, 9 et notamment tableau 18, p. 31.

Cela dit, le gaz naturel peut possiblement être substitué utilement au chauffage résidentiel au mazout et nous n'excluons pas que le secteur industriel puisse dans certains cas y recourir utilement. Il ne s'agira cependant pas là d'éléments très importants du bilan énergétique québécois.

En définitive, nous ne sommes donc pas convaincus à ce stade que la politique énergétique québécoise devrait mettre un accent important sur l'augmentation de la place du gaz naturel dans le bilan énergétique du Québec, ni qu'on devrait viser à y recourir significativement à des fins de production d'électricité. Le recours accru au gaz naturel ne constituera sans doute pas le meilleur moyen d'accroître la sécurité énergétique du Québec.

Recommandation 18

Nous recommandons que la politique énergétique québécoise ne vise pas un accroissement significatif du rôle du gaz naturel dans le bilan énergétique ou dans la production électrique.

B- L'encadrement du prix de l'essence

Le prix de l'essence défraie régulièrement les manchettes: ses oscillations déconcertent et les sommets qu'il atteint à l'occasion agacent les consommateurs. Pourtant et quand la *Loi sur la Régie de l'énergie* a été adoptée, les mesures mises en place à l'égard de l'encadrement du prix de l'essence visaient le maintien d'un prix plancher, et non le contrôle direct des hausses de prix.

Ce choix procédait d'une crainte éprouvée par de nombreux intervenants, qui avait trait à l'élimination de la concurrence dans un marché où les acteurs sont de tailles très inégales. De grandes pétrolières intégrées ou de grosses chaînes de détaillants sont en effet en mesure de baisser radicalement leurs prix en raison des économies d'échelle qu'elles réalisent ou, tout simplement, parce que leur situation financière leur permet amplement de vendre à perte dans un marché pour éliminer les plus petits concurrents. Ces derniers disparus, les quelques rares distributeurs d'essence restants pourraient alors impunément pousser les prix à la hausse.

Dans la décision D-99-133, la Régie a cerné ce qu'était à son avis l'intention du législateur en 1996:

Mais ce qui, de l'avis de la Régie, se dégage de façon particulièrement claire de la lecture de la Loi, c'est

que le législateur avait un objectif clair, soit la protection des intérêts des consommateurs et non celle des intérêts commerciaux des détaillants d'essence.

La Régie estime que le législateur n'a pas voulu, par sa modification à la *Loi sur l'utilisation des produits pétroliers*, assurer un profit à des entreprises de commerce au détail. Il n'a pas voulu protéger les concurrents, mais bien la concurrence. Pour ce faire, il a cru nécessaire, selon la Régie, d'empêcher que certaines entreprises, par des prix de vente sous le coût d'acquisition des produits, forcent des entreprises moins solides financièrement, ou ne disposant pas d'autres sources importantes de revenus, à quitter le marché.

Le législateur québécois a ainsi voulu éviter que cette manifestation de concurrence *imparfaite* nuise aux intérêts des consommateurs en diminuant de façon importante, par exemple, le nombre de concurrents dans le marché. Par contre, il a aussi voulu éviter *d'inhiber le mécanisme normal de sortie du marché d'un concurrent inefficace ou rendre illégale la vente sous le coût d'un détaillant inefficace*.³⁴⁷

Nous souscrivons à cette conception du rôle des mesures législatives en cause. Il s'agit de déterminer si les dispositions en place permettent effectivement d'atteindre ces objectifs.

Dans le rapport qu'elle a remis au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec en juin 2004 à l'égard de l'application des dispositions relatives au prix de l'essence et des produits apparentés³⁴⁸, la Régie dresse un certain nombre de constats. En un mot, il semble que les marges bénéficiaires demeurent raisonnables dans l'industrie, mais que le marché se transforme graduellement.

Il semble en effet que, depuis cinq ans, les écarts hors taxe³⁴⁹ se situent presque toujours au-dessus du coût d'exploitation jugé raisonnable par la Régie, soit trois cents

³⁴⁷ Régie de l'énergie, décision D-99-133, dossier R-3399-98, 29 juillet 1999, p. 15 de 80. Italiques dans le texte et notes de bas de page omises.

³⁴⁸ Régie de l'énergie. *Analyse des impacts de l'exercice des pouvoirs de la Régie de l'énergie sur les prix et les pratiques commerciales dans la vente au détail d'essence ou de carburant diesel*. Montréal, Régie de l'énergie, juin 2004. 21 p. Ci-après également «Analyse».

³⁴⁹ Les écarts hors taxes «sont calculés en soustrayant des prix à la pompe des différents produits les prix minimums estimés par la Régie», qui incluent le prix minimal à la rampe de chargement, les taxes, le coût de transport minimal et, dans les cas où la Régie a ordonné de l'inclure, le coût d'exploitation: *Analyse, ibid.*, p. 10, y compris la note 14.

(0,03\$) le litre. En 2003, par exemple, l'écart hors taxe moyen au Québec a été de cinq cents (0,05\$) le litre³⁵⁰. Les prix généralement pratiqués par le marché permettraient donc en principe à tous les détaillants de dégager un écart hors taxe supérieur à leur coût d'exploitation, et donc d'être raisonnablement rentables. Cet écart hors taxe varie toutefois considérablement selon la région: il n'est que de 0,034\$ à Montréal et en Montérégie, mais de 0,084\$ au Saguenay-Lac St-Jean et de 0,151\$ dans le Nord du Québec. L'écart hors taxe moyen par litre aurait diminué de près d'un tiers (31,5%) de 1999 à 2003³⁵¹.

Les marchés régionaux fonctionnent donc différemment. La Régie note également d'autres facteurs discriminants: le volume des ventes moyen des postes d'essence québécois a augmenté de dix-neuf pour cent (19%) de 1999 à 2003 et les postes portant les bannières des pétrolières intégrées ou des grands réseaux régionaux ont connu la même croissance, tandis que les détaillants indépendants ont vu leur volume moyen croître de quinze pour cent (15%) seulement dans la même période³⁵². Le nombre de postes d'essence à bannière intégrée ou régionale a diminué de dix pour cent (10%) de 1999 à 2003, tandis que celui des postes indépendants a chuté de onze pour cent (11%) dans la même période; il faut toutefois noter l'ampleur du déclin entre 2002 et 2003, alors que trente (30) des six cent soixante-sept (667) postes indépendants ont fermé en douze mois, de sorte que plus de quatre pour cent (4,49%) de ce réseau a fermé boutique en une année à peine³⁵³.

La Régie note d'autre part que les volumes moyens des postes d'essence associés aux grandes bannières sont supérieurs à la moyenne québécoise de vingt-deux pour cent (22%), tandis que les volumes en litres des postes indépendants n'équivalent qu'à cinquante-six pour cent (56,4% de la moyenne)³⁵⁴. Par ailleurs, le profil des postes d'essence s'est modifié considérablement depuis 1999 :

³⁵⁰ *Ibid.*, p. 11. On n'abordera ici que les questions reliées au prix de l'essence.

³⁵¹ *Ibid.*, p. 13.

³⁵² *Ibid.*, p. 15.

³⁵³ *Ibid.*, p. 16.

³⁵⁴ *Ibid.*, p. 17, tableau 4.

Tableau 11
Évolution du modèle commercial des
postes d'essence au Québec dans un
échantillon de localités et
variation en pourcentage (1999-2003)³⁵⁵

| modèle commercial | 1999 | 2003 | variation |
|----------------------------------|-------|-------|-----------|
| poste avec atelier mécanique | 738 | 574 | -22,2 |
| poste avec dépanneur | 719 | 931 | 29,5 |
| poste avec lave-auto | 430 | 412 | -4,2 |
| poste avec service | 989 | 768 | -22,3 |
| poste libre-service | 939 | 1 063 | 13,2 |
| poste avec et sans libre-service | 119 | 71 | -40,3 |
| poste d'essence exclusivement | 178 | 100 | -43,8 |
| poste avec restauration rapide | 63 | 126 | 100,0 |
| Total | 2 123 | 1 901 | -7,1 |

On observe donc une diminution rapide du nombre de postes d'essence avec atelier et de postes qui n'ont aucune autre activité que la vente d'essence mais, en contrepartie, une croissance importante des postes d'essence avec dépanneur ou restauration rapide. Les postes avec service sont aussi en déclin rapide.

Il n'y aurait donc actuellement pas de guerre tarifaire importante: la concurrence ne se fait pas tant sur les prix que sur les modèles commerciaux. Les écarts hors taxe demeureraient en effet, dans l'ensemble, assez élevés pour assurer la viabilité de tous les postes d'essence, y compris ceux exploités par des détaillants indépendants. Leur nombre diminue pourtant rapidement; leur serait-il plus difficile d'exploiter des dépanneurs ou de conclure des ententes avec des chaînes de restauration rapide, deux modèles d'affaires qui semblent actuellement en croissance et qui fournissent au détaillant des revenus d'autres sources que la vente d'essence proprement dite?

Nous ne saurions le déterminer. Toutefois et si c'est le cas, il se pourrait que la concurrence dans la vente d'essence diminue graduellement au bénéfice de quelques grandes bannières, et peut-être même indûment, sans guerre tarifaire. Les avantages des

³⁵⁵ *Ibid.*, p. 17, tableau 5, sauf le total, que nous avons emprunté au tableau 3 (p. 16). Les données de la Régie proviennent d'un rapport de la firme Kent Marketing Service Limited et visent un échantillon de localités incluant un peu moins de la moitié des postes d'essence québécois, mais qui vendent environ 60% du volume d'essence (à ce dernier égard, *ibid.*, p. 3.

grandes bannières seraient ailleurs, et là où la Régie de l'énergie dispose de peu d'outils d'intervention.

Le marché se restructure assurément: le Québec a perdu dix pour cent (10%) de ses postes d'essence de 1999 à 2003³⁵⁶. Le nombre de détaillants indépendants décline un peu plus rapidement et l'année 2003 a été particulièrement brutale à cet égard. Les modèles d'affaires qui s'imposent favorisent peut-être les bannières pouvant réaliser d'importantes économies d'échelle dans des activités autres que la vente d'essence proprement dite. Il nous paraît par conséquent que, par delà les conclusions formulées par la Régie en juin 2004³⁵⁷, il y a lieu de s'interroger sur l'évolution à moyen et long terme de l'industrie de la vente au détail d'essence afin d'y maintenir, dans toutes les régions, un niveau de concurrence suffisant et afin que les autorités disposent effectivement des outils réglementaires les plus appropriés pour atteindre cet objectif.

Comme il l'a fait à l'égard d'autres aspects de la politique énergétique, le gouvernement du Québec pourrait par conséquent mandater des experts afin d'examiner l'évolution du marché de la vente d'essence et de déterminer si les outils dont dispose actuellement la Régie de l'énergie lui permettent de bien l'encadrer, dans l'intérêt des consommateurs et du maintien à moyen et long terme d'un niveau de concurrence adéquat.

Recommandation 19

Nous recommandons que le gouvernement du Québec mandate des experts afin d'examiner les tendances à moyen et long terme du marché de la vente au détail d'essence et de déterminer si les outils dont est présentement dotée la Régie de l'énergie lui permettent d'y maintenir un niveau de concurrence adéquat.

C- La production dans le golfe

Selon des experts³⁵⁸, le bassin du golfe du Saint-Laurent recèlerait selon toute vraisemblance des quantités importantes d'hydrocarbures et on pourrait exploiter ces gisements au bénéfice de l'économie québécoise. Cette perspective alléchante nous paraît cependant devoir être tempérée par quelques bémols.

³⁵⁶ *Ibid.*, tableau 3, p. 16.

³⁵⁷ Pour la Régie, le marché «fonctionne selon des règles de saine concurrence» et les mesures législatives «n'empêchent pas la poursuite de la restructuration du marché»: *ibid.*, p. 21.

³⁵⁸ Et notamment Bourque, Pierre-André. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 16:00h – 16:30h, pp. 5 à 7/9 (première version).

D'abord, on n'a pas encore effectivement trouvé ces gisements, dont la présence est simplement prédite par la logique géologique³⁵⁹. Qui plus est, on n'a pas encore mis en route de campagne d'exploration à grande échelle. On n'a pas non plus déterminé qui seraient les acteurs-clé dans l'exploitation. En somme, on se trouve à plusieurs années – cinq, dix, vingt³⁶⁰...? – du début de l'extraction de pétrole ou de gaz naturel dans le golfe.

Cette situation est encore compliquée par le cadre réglementaire. Les compétences constitutionnelles à l'égard des questions reliées à l'exploration et à l'exploitation pétrolière dans le golfe sont partagées, mais les modalités administratives de ce partage ne paraissent pas encore tout à fait limpides. Il faudra également s'entendre sur le partage des redevances; les discussions actuelles entre le gouvernement fédéral et celui de la province de Terre-Neuve et du Labrador laissent croire que cela peut receler quelques complications³⁶¹. L'incertitude à ces égards peut retarder le lancement de programmes d'exploration ou d'exploitation.

On devra d'autre part composer avec des écosystèmes parfois fragiles, fréquemment hostiles et par ailleurs importants au plan économique, qu'on songe à la pêche ou aux activités récréo-touristiques. Pour forcer l'image et même si on y trouvait d'aventure un gisement exceptionnel, installerait-on une plate-forme de forage entre le rocher Percé et l'île Bonaventure?

Enfin, le pétrole extrait du golfe ne serait sans doute pas disponible au Québec à un prix significativement moins élevé que le prix mondial³⁶² et il ne nous serait pas réservé, ni même disponible en priorité, à moins de situations exceptionnelles. Le même raisonnement tient sensiblement pour le gaz naturel. L'exploitation de gisements dans le golfe contribuerait donc dans une certaine mesure à la sécurité énergétique du Québec, certes, mais elle ne réglerait pas tout (et c'est sans parler des questions reliées aux émissions polluantes rattachées à la combustion des produits pétroliers et gaziers).

Il ne nous paraîtrait donc pas sage de compter outre mesure sur ces ressources dans la prévision du bilan énergétique du Québec pour la prochaine décennie. Les activités

³⁵⁹ On a certes trouvé quelques traces jugées prometteuses mais, comme l'indique M. Bourque, *ibid.*, l'exploration en est «encore à un stade relativement immature» (p. 6/9).

³⁶⁰ M. Bourque évoque même un horizon de 30 ans: Pierre-André. Comparution devant la Commission de l'économie et du travail, 2 décembre 2004, bloc 17:00h – 17:30h, p. 2/8 (première version).

³⁶¹ Certaines de ces questions sont notées dans Enjeux, *op. cit.*, p. 35.

³⁶² exception faite, évidemment, du coût de transport.

d'exploration et d'exploitation dans le golfe pourraient toutefois contribuer significativement au développement économique des régions limitrophes ainsi qu'à l'économie générale du Québec, étant entendu qu'on aura pris toutes les précautions requises au plan environnemental, et c'est sans doute dans cette perspective qu'on devrait surtout envisager le potentiel en hydrocarbures du golfe du Saint-Laurent dans l'avenir prévisible.

V- Éléments de conclusion

A rapidly expanding body of evidence indicates that a key dimension of sustainable development will be sustainable energy; and the centrepiece of sustainable energy will be sustainable electricity.³⁶³

La sécurité énergétique du Québec dans le secteur électrique, dont l'importance ne saurait faire de doute, requiert que le gouvernement réoriente sa politique énergétique. Dans ce contexte, l'affaire du Suroît ne constitue qu'un incident, toutefois révélateur des vices profonds de la politique actuelle.

Comme l'a souligné la Régie, il ne s'est pas développé de concurrence significative dans le marché québécois de la production d'électricité et, compte tenu de ses caractéristiques propres, il ne s'en développera vraisemblablement qu'assez peu. La politique actuelle, fondée sur le jeu du marché, se trouve donc vouée à l'échec, puisqu'Hydro-Québec maintiendra dans les vingt prochaines années au moins une puissance de marché considérable. Cette politique comporte en plus un triple désavantage: elle avantage implicitement le développement de la filière thermique, elle compromet la planification des ressources nécessaire au maintien à moyen terme de la sécurité énergétique et, en forçant la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, elle contribue à des hausses tarifaires excessives et dont les usagers font les frais.

³⁶³ Patterson 3, *op. cit.*, p. 12.

La nouvelle politique énergétique doit viser le développement durable. Dans le domaine électrique, elle doit mettre l'accent sur des filières de production d'énergie renouvelable, et notamment la grande hydraulique et l'éolien. Plus globalement, elle doit aussi viser à réduire la dépendance à l'égard des énergies fossiles. Elle doit impérativement ménager une large place à l'efficacité énergétique, pour freiner la hausse constante de la demande.

Cette nouvelle politique requiert également des modifications aux lois gouvernant les organismes qui joueront un rôle essentiel dans sa mise en oeuvre. On doit rétablir la compétence de la Régie de l'énergie à l'égard des activités de production d'électricité au Québec et lui redonner par conséquent les outils qui lui permettront de contribuer efficacement à la planification des ressources ainsi qu'au maintien de la sécurité énergétique, et dont elle a été privée par la réforme législative de 2000.

On doit rétablir la règle voulant que les tarifs d'Hydro-Québec doivent être les plus bas qui soient compatibles avec une saine administration financière. La séparation fonctionnelle entre les activités d'Hydro-Québec doit être éliminée dans toute la mesure du possible, afin là encore de favoriser une planification réfléchie et intégrée des ressources, mais aussi pour mettre fin à la situation par laquelle on impose aux Québécois des hausses tarifaires alors que cette société d'État fait des bénéfices exceptionnels.

Le gouvernement du Québec doit également mettre fin à sa politique voulant que ces bénéfices lui soient en grande partie versés sous forme de dividendes, ce qui transforme dans les faits la tarification d'Hydro-Québec en instrument fiscal extrêmement régressif, par lequel les consommateurs les plus pauvres viennent inévitablement en aide aux contribuables les plus riches. Plus généralement, rien au plan économique ne paraît justifier qu'on force une hausse des tarifs d'électricité qui ne correspondrait à la croissance réelle des coûts de production.

Tout indique d'autre part qu'on a eu raison de renoncer au projet de construction de la centrale du Suroît et il ne paraît pas opportun d'envisager à moyen terme la construction d'autres centrales du même type.

Au cours des soixante dernières années, la politique du gouvernement du Québec, articulée notamment par messieurs Taschereau, Godbout, Lesage et Bourassa, a visé à faire d'une société d'État intégrée et bien encadrée l'acteur central de la sécurité énergétique du Québec dans le domaine électrique, et à accroître graduellement la part de l'électricité dans le bilan énergétique. Cette politique a bien servi le Québec. Certes, la

conjoncture change et il faut s'adapter. Il faut cependant prendre garde à céder trop vite aux modes réglementaires, ou à les transposer au Québec sans tenir compte de ses caractéristiques économiques et géographiques propres ou des aspirations profondes de la population.

Surtout depuis quarante ans, tous les Québécois comptent sur Hydro-Québec. Depuis bientôt dix ans, ils apprennent à compter sur la Régie de l'énergie. Ils souhaitent un approvisionnement fiable et peu coûteux en énergie propre. Il s'agit maintenant de redonner à Hydro-Québec, à la Régie et aux autres intervenants, comme l'Agence de l'efficacité énergétique, les outils qui leur permettront d'exaucer ce désir.

Recommandations

1. Nous recommandons que le gouvernement du Québec confirme et accentue son engagement en faveur d'une politique énergétique axée sur le développement durable, en mettant notamment l'accent sur des filières de production d'électricité recourant à des énergies renouvelables dont, à court et moyen terme, les filières «grande hydraulique» et éolienne principalement.
2. Nous recommandons que le gouvernement du Québec fixe à Hydro-Québec, à la Régie de l'énergie et à l'Agence de l'efficacité énergétique des orientations claires et conformes à cette politique, et qu'il les dote de tous les moyens requis pour la mettre en oeuvre.
3. Nous recommandons à Hydro-Québec de se conformer aux recommandations no 9 et 12 formulées par la Régie de l'énergie dans son avis du 30 juin 2004, qui visent la production éolienne, et nous recommandons au gouvernement du Québec de s'assurer du respect de ces recommandations.
4. Nous recommandons à l'Assemblée nationale qu'afin de mettre en oeuvre la recommandation 8 formulée par la Régie de l'énergie, la *Loi sur la Régie de l'énergie* soit amendée afin de préciser que la Régie doit procéder régulièrement à un examen public des critères de fiabilité des approvisionnements retenus par Hydro-Québec et de l'état de ses réserves, et qu'elle peut procéder à un examen de même nature à l'égard de tout autre producteur d'électricité.
5. Nous recommandons que le gouvernement du Québec se dote d'un plan global en matière d'efficacité énergétique, y compris:
 - a) la fixation d'objectifs globaux;
 - b) le maintien d'un objectif minimal de 3,0 TWh dans le secteur de la distribution d'électricité par Hydro-Québec à l'horizon 2010 et la fixation d'objectifs ambitieux pour la société d'État dans son ensemble;
 - c) la mise à jour des normes relatives aux équipements et des règlements en matière de construction de bâtiments;
 - d) l'amélioration du rendement énergétique de ses activités;
 - e) la mise en place d'une politique favorisant l'intégration de mesures d'efficacité énergétique par les entreprises et les consommateurs, y compris des mesures incitatives et l'application de critères d'efficacité énergétique dans le choix des fournisseurs du gouvernement;
 - f) la mise en place de mesures soutenant le développement d'un secteur axé sur les produits et les services contribuant à l'efficacité énergétique mais ayant un effet au pis neutre sur les tarifs d'Hydro-Québec;

- g) une campagne de sensibilisation et d'éducation;**
 - h) la mise en place d'un éventail de moyens qui permettront d'évaluer les progrès réalisés et d'atteindre cet objectifs.**
- 6. Nous recommandons à Hydro-Québec et aux autres parties prenantes de réaliser et de mettre en service dans les plus brefs délais les centrales hydro-électriques comprises dans le plan de développement d'Hydro-Québec, et de renoncer à la construction de centrales thermiques à cycle combiné.**
- 7. Nous recommandons instamment que soit écartée toute volonté de procéder à des hausses des tarifs d'électricité qui ne refléteraient pas une répartition appropriée des véritables coûts de production ou qui auraient des effets de nature fiscale régressifs.**
- 8. Nous recommandons au gouvernement du Québec de modifier ses politiques budgétaires afin de réduire sensiblement le recours aux dividendes d'Hydro-Québec à titre de mesure fiscale indirecte et de réinjecter une part substantielle de ces revenus de dividende afin de favoriser la réalisation de nos autres recommandations.**
- 9. Nous recommandons au gouvernement du Québec qu'il examine la possibilité de mettre en place un cadre harmonisé d'évaluation des grands projets énergétiques par la Régie de l'énergie, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement et les autres instances compétentes et, le cas échéant, nous recommandons à l'Assemblée nationale d'adopter les modifications législatives requises.**
- 10. Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de rétablir la compétence de la Régie sur l'ensemble des activités d'Hydro-Québec, y compris la production, en faisant notamment en sorte que:**
 - a) la situation financière d'ensemble d'Hydro-Québec soit prise en compte dans l'établissement des tarifs de distribution;**
 - b) la portée de l'article 51 de la *Loi*, tel qu'adopté en 1996, soit rétablie.**
- 11. Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin que la Régie soit dotée des moyens nécessaires pour pouvoir surveiller la planification des ressources et, notamment, de l'équilibre entre l'offre et la demande en matière d'approvisionnement électrique, ces modifications devant inclure le rétablissement des obligations imposées à Hydro-Québec par le libellé de l'article 72 de la *Loi* tel qu'il avait été adopté en 1996.**
- 12. Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin que la Régie puisse superviser l'ensemble des activités de production d'électricité au Québec, selon des mécanismes modulés en fonction des circonstances particulières.**

13. Nous recommandons à l'Assemblée nationale que la *Loi sur la Régie de l'énergie* soit modifiée afin de préciser que le prix du service d'équilibrage en matière d'énergie éolienne et le prix de services de même nature doivent être établis par la Régie.
14. Nous recommandons à l'Assemblée nationale de modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin, notamment, que:
 - a) la Régie puisse se pencher sur l'ensemble des modalités selon lesquelles Hydro-Québec acquiert de l'électricité de tiers, y compris une filiale;
 - b) la Régie puisse se pencher sur l'ensemble des modalités selon lesquelles Hydro-Québec produit elle-même de l'électricité excédant le bloc patrimonial;
 - c) le prix de l'électricité du bloc patrimonial soit maintenu, la Régie étant cependant autorisée à le réviser à la baisse au besoin.
15. Nous recommandons à l'Assemblée nationale d'amender la *Loi sur Hydro-Québec* afin, notamment, de:
 - a) modifier la mission que confère l'article 22 de sa loi constitutive à Hydro-Québec pour préciser qu'elle a pour objet de fournir de l'énergie aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière;
 - b) modifier le régime relatif au versement de dividendes afin que le gouvernement ne puisse plus puiser unilatéralement une part aussi considérable des surplus;
 - c) préciser les obligations incombant à Hydro-Québec en vertu de l'article 24 relativement au caractère raisonnable de ses investissements et des frais d'exploitation qu'elle encourt;
 - d) préciser et d'étendre au besoin ses pouvoirs en matière d'implantation de programmes d'économie d'énergie;
 - e) préciser les modalités en vertu desquelles elle peut se doter de filiales de production d'électricité dans des filières déclarées concurrentielles;
 - f) réviser le cadre relatif aux interruptions de service et aux pénalités pour usage non autorisé de l'électricité.
16. Nous recommandons à Hydro-Québec de demander à la Régie de l'énergie de surseoir à l'examen de la cause R-3541-2004 jusqu'à ce que des modifications législatives conformes à nos autres recommandations soient entrées en vigueur ou, alternativement, que le ministre émette une directive enjoignant la Régie de ne pas accorder une hausse tarifaire qui aurait pour effet de porter le rendement d'Hydro-Québec au delà d'un seuil déterminé.

- 17. Nous recommandons à Hydro-Québec, dès que lesdites modifications législatives seront entrées en vigueur, de mettre fin à la séparation fonctionnelle de ses composantes autres que HQT.**
- 18. Nous recommandons que la politique énergétique québécoise ne vise pas un accroissement significatif du rôle du gaz naturel dans le bilan énergétique ou dans la production électrique.**
- 19. Nous recommandons que le gouvernement du Québec mandate des experts afin d'examiner les tendances à moyen et long terme du marché de la vente au détail d'essence et de déterminer si les outils dont est présentement dotée la Régie de l'énergie lui permettent d'y maintenir un niveau de concurrence adéquat.**