



« Une expertise en énergie au service de l'avenir »

**LA RESTRUCTURATION DES
MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ**

(rapport n° 1)

Philip RAPHALS
Centre Hélios

pour la
Commission de l'économie et du travail
de l'Assemblée nationale du Québec

dans le cadre de son
Mandat de surveillance d'Hydro-Québec

le 6 mars 1997

[v.r.]

CITATION SUGGÉRÉE

Philip RAPHALS (Centre Hélios), *La restructuration des marchés de l'électricité (rapport n° 1)*, pour la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale du Québec, mars 1997, 43 pages.

RÉDACTION

CENTRE HÉLIOS

« *Une expertise en énergie au service de l'avenir* »

326, boul. Saint-Joseph Est

Bureau 100

Montréal (Québec)

Canada H2T 1J2

Téléphone : 514.849.7900

Télécopieur : 514.849.6357

Courriel : sec@centrehelios.org

DÉPÔT LÉGAL

Bibliothèque national du Canada

Bibliothèque national du Québec

ISBN : 1-894195-04-3

CITATIONS

Avec mention avec la source

© 1997, Centre Hélios



Le Centre Hélios est une société indépendante vouée à la recherche et l'expertise-conseil en matière d'énergie.

L'expertise-conseil offerte par le Centre Hélios est axée sur la conception et l'analyse de stratégies, politiques, mécanismes réglementaires et outils économiques.

Le Centre Hélios a une clientèle diversifiée, qui compte notamment les gouvernements, les organismes réglementaires, les organisations sans but lucratif, le secteur privé, les peuples autochtones et les entreprises énergétiques.



TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
A. Le mouvement de restructuration aux États-Unis	1
B. Le rôle de la FERC	3
C. La restructuration ailleurs au Canada	4
I. DESCRIPTION DES OPTIONS DE RESTRUCTURATION	5
A. Les modèles théoriques	5
1. La nature du marché	5
<i>a. Échanges bilatéraux directs</i>	6
<i>b. Échanges par l'intermédiaire d'une bourse (« pool »)</i>	7
<i>c. Marché hybride</i>	9
2. La portée de l'ouverture du marché (du gros ou du détail)	9
II. LA RESTRUCTURATION AILLEURS AU CANADA	11
A. La Colombie-Britannique	11
B. L'Alberta	12
C. L'Ontario	13
III. LA RESTRUCTURATION ET LA PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES	16
A. La planification intégrée des ressources (PIR)	16
1. Les objectifs de la PIR	16
2. Les méthodes de la PIR	17
B. Les impacts de la restructuration sur la PIR	17
1. L'efficacité énergétique	18
2. Les nouvelles filières d'énergie renouvelable	19
3. La recherche-développement	20
4. Impact sur le choix des filières	20
C. Des mécanismes pour permettre la réalisation des objectifs de la PIR dans le cadre d'un marché restructuré	21

1. Prélèvement relatif aux biens publics (« public goods charge »)	22
2. Les quotes-parts (« set asides »)	22
3. Un marché de permis échangeables garantissant un minimum d'énergie renouvelable (« <i>Renewables Portfolio Standard</i> »)	22
4. L'internalisation des externalités	23
IV. LA RESTRUCTURATION AU QUÉBEC	25
A. La situation aujourd'hui	25
B. Les justifications pour une restructuration des marchés au Québec	27
C. Le marché d'exportation	28
1. Les exigences de réciprocité de la FERC et d'autres instances	28
a. <i>Ventes à la frontière</i>	28
b. <i>Ventes réglementées</i>	29
c. <i>Ventes de gros au prix du marché</i>	29
d. <i>L'ordonnance 888 (« open access »)</i>	30
e. <i>Exigences concernant les ventes au détail</i>	31
2. Changements requis pour obtenir des différents statuts auprès de la FERC	31
a. <i>Le marché du gros</i>	31
b. <i>Le marché au détail</i>	33
D. Les structures alternatives du marché d'électricité au Québec	33
1. L'ouverture du marché du détail par le biais d'échanges bilatéraux	34
2. Une bourse québécoise de l'électricité	35
E. Les implications d'un marché concurrentiel d'électricité au Québec	37
1. Les aspects économiques	37
a. <i>Les coûts d'électricité</i>	37
b. <i>La rentabilité du marché d'exportations</i>	39
c. <i>Des mécanismes pour protéger les acquis des consommateurs québécois</i>	41
2. Les acquis de la PIR	42

INTRODUCTION

Au cours des dernières années, un grand débat s'est articulé — et continue à s'articuler — autour de la structure même des marchés de l'électricité. La restructuration des marchés, qui vise essentiellement une démonopolisation de l'industrie ainsi qu'une plus grande intégration continentale, est fort complexe en soi. Cette complexité est d'ailleurs accrue pour une région comme le Québec, où la nature et la taille des installations hydroélectriques, de même que son potentiel important de ressources renouvelables, le distinguent de la plupart des États et provinces avoisinants.

Ce mouvement n'est pas limité à l'Amérique du Nord. En effet, les premiers pays à restructurer leurs marchés d'électricité selon un modèle concurrentiel ont été la Grande-Bretagne, le Chili et la Nouvelle-Zélande. La Norvège, un pays qui, comme le Québec, est doté d'un réseau hydraulique à presque 100 %, était aussi l'un des premiers pays à expérimenter avec les nouveaux modèles. Et tout récemment, le parlement européen a émis une directive pour permettre l'établissement d'un marché européen d'électricité.

Néanmoins, c'est le mouvement de restructuration aux États-Unis qui touche plus directement le contexte énergétique au Québec. Nous commencerons donc par un bref historique de l'évolution américaine du concept.

A. Le mouvement de restructuration aux États-Unis

Depuis ses origines, l'industrie de l'électricité a été dominée par de grandes compagnies d'électricité. Ces compagnies sont en général intégrées verticalement, c'est-à-dire qu'elles s'occupent de toutes les étapes de la fourniture de l'électricité, incluant sa production, son transport à haute tension et sa distribution aux consommateurs. Jusqu'à récemment, tous ces éléments ont été vus comme des monopoles naturels où, pour plusieurs raisons, il n'était ni faisable ni souhaitable d'avoir une multiplicité de compagnies en concurrence. Ainsi, les compagnies d'électricité se sont dotées de territoires de service exclusifs, à l'intérieur desquels elles ont le droit et l'obligation de fournir de l'électricité à tous. En échange de ce monopole, elles acceptent que leurs tarifs soient fixés par des agences réglementaires.

Au cours des dernières années, cette structure a été remise en question, et ce pour plusieurs raisons. D'une part, des développements technologiques dans la production d'électricité ont graduellement érodé la notion que la production de l'électricité devrait être considérée comme un monopole naturel. Jusqu'à récemment, il y avait d'importantes économies d'échelle dans la production d'électricité. Il était donc clairement souhaitable que la production se fasse par des unités les plus grandes possible, permettant ainsi à tout utilisateur de bénéficier d'une efficacité accrue.

Avec le développement de la turbine à gaz alimentée au gaz naturel, tout cela a changé. Cette technologie permet un haut niveau d'efficacité, même pour des centrales de petite envergure. La commercialisation de cette technologie à des coûts très compétitifs, conjuguée aux coûts très bas du gaz naturel, ont fait en sorte que l'électricité produite par ces centrales est très concurrentielle.

D'autre part, les coûts des nouvelles centrales sont devenus beaucoup moins élevés que ceux des centrales existantes, renversant ainsi la tendance de coûts marginaux croissants qui était la règle depuis les années 70, comme elle l'est toujours aujourd'hui au Québec. Cela fit en sorte que les consommateurs d'électricité, et surtout les grands consommateurs industriels, ont commencé à chercher des façons d'éviter de payer pour les grandes centrales (surtout nucléaires) construites durant les années 70 et 80 à des coûts exorbitants. Ces centrales étant reconnues comme ayant été « prudemment acquises » par les organismes de réglementation, les services publics ont toujours le droit de recouvrer leurs frais dans leurs tarifs. Mais les industriels savent fort bien qu'ils pourraient obtenir de l'électricité à meilleur coût des nouvelles centrales. Ainsi le système réglementaire, créé pour protéger les consommateurs contre les pouvoirs d'un monopole, est devenu en quelque sorte leur adversaire.

En même temps, des producteurs indépendants d'électricité cherchaient une structure qui leur permettrait de faire une concurrence directe aux services publics. La faiblesse des services publics — leur obligation de payer pour les anciennes centrales — est devenue une occasion d'affaires extraordinaire pour ces compagnies, qui bénéficiaient aussi de certaines dispositions de la *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA). Les grands consommateurs industriels, pour leur part, voulaient aussi acheter directement de producteurs indépendants, qui pourraient leur offrir de l'électricité beaucoup moins cher que le faisaient les services publics.

Cependant, cette occasion d'affaires a été bloquée par la mainmise des services publics sur toute l'infrastructure de transport et de distribution de l'électricité. Sans la coopération des services publics, il est impossible pour les indépendants de livrer leur électricité aux clients industriels. C'est dans cette perspective que l'on qualifie souvent la problématique de la restructuration comme en étant une de « *open access* », c'est-à-dire d'accessibilité du réseau de transport de l'électricité à tous.

Les services publics ont résisté contre l'accès ouvert, et d'autres secteurs aussi. Par exemple, les groupes représentant des consommateurs résidentiels ont réagi vivement contre cette possibilité, se rendant compte que le départ des grands consommateurs des réseaux réglementés ferait en sorte que ceux qui resteraient feraient face à des augmentations tarifaires importantes, vu que les coûts fixes des anciennes centrales seraient répartis entre un nombre plus restreint des consommateurs.

Ce sont alors les producteurs privés, de concert avec les consommateurs industriels, qui ont été les forces les plus importantes dans ce mouvement en faveur de la restructuration. Ces faits ont déclenché un processus aux États-Unis qui est devenu, dans les dernières années, incontournable, et qui vise à

restructurer l'industrie pour permettre l'établissement d'un marché concurrentiel pour la production de l'électricité.

Dans un grand nombre d'États, des processus de concertation ont été enclenchés, sous l'égide des commissions réglementaires, afin de dessiner une nouvelle structure pour l'industrie de l'électricité. La plupart ont pris la forme de processus de concertation visant à trouver une structure qui serait acceptable pour tous les acteurs importants dans la société (consommateurs industriels, commerciaux et résidentiels, producteurs d'électricité, environnementalistes et autres groupes d'intérêt public, etc.). Ces processus sont longs et ardu, la majorité d'eux n'en étant encore qu'à mi-chemin.¹ Ils font appel à la participation de tous les secteurs touchés, et ont mené à des modifications assez importantes des propositions initiales.

Même si ce sont les producteurs indépendants et les consommateurs industriels qui ont promu la restructuration aux États-Unis, d'autres se sont aussi ralliés. Une fois que les régulateurs ont affirmé le principe que tous les investissements devenus non économiques (« *stranded costs* ») seront récupérés, les services publics ont rejoint le mouvement. Des protections ont été élaborées pour assurer que les consommateurs résidentiels puissent aussi bénéficier d'une réduction des prix, quoique plusieurs doutent que ces réductions se matérialiseront. Les opinions sont aussi divisées parmi ceux qui veillent sur l'environnement. Comme nous le verrons en détail plus loin, le principe même d'un marché concurrentiel en électricité va à l'encontre des acquis des quinze dernières années en matière de planification intégrée des ressources, mais des solutions ont été avancées qui pourraient atténuer une partie ou même la totalité de ces effets.

B. Le rôle de la FERC

Comme le Canada, les États-Unis sont un système fédéral comportant une division stricte et parfois complexe entre les compétences réservées au fédéral et celles qui relèvent des États. En matière d'électricité, tout ce qui concerne le marché du gros relève de la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC), tandis que les ventes au détail sont réglementées par les différents États. À cause de la complexité des réseaux électriques, la restructuration pose d'importants problèmes de compétence entre les deux niveaux.

Dans la *Energy Policy Act* de 1992, le Congrès américain a mandaté la FERC pour mettre en place un système d'accès ouvert au niveau de gros pour les réseaux d'électricité américains. Après un long processus consultatif, elle l'a fait avec son « *open access order* », universellement connu par son code identificateur, *Order 888*, émis en mai 1996. Selon cette ordonnance, tout exploitant d'un réseau de

¹ À ce jour, des 50 États américains, 4 ont déjà mis en place un marché restructuré et 45 sont en train d'évaluer l'opportunité de le faire, ainsi que les modalités appropriées. Seulement un État l'a complètement rejeté.

transport aux États-Unis doit publier des tarifs et des modalités permettant l'accès ouvert à son réseau, et prendre une série de mesures pour assurer que cet accès soit non discriminatoire, c'est-à-dire que le propriétaire du réseau ne puisse d'aucune façon favoriser les producteurs qui lui sont affiliés.

Contrairement aux marchés du gros, la FERC n'a aucun pouvoir de décréter l'accès ouvert au niveau du détail, pour des raisons constitutionnelles. C'est pour cela que les processus de restructuration se font à l'intérieur de chaque État. Cependant, plusieurs projets de loi actuellement devant le Congrès américain pourraient obliger, d'une façon ou d'une autre, les États à agir.

C. La restructuration ailleurs au Canada

Au Canada, la restructuration des marchés d'électricité est beaucoup moins avancée qu'aux États-Unis. C'est surtout dans trois provinces qu'un tel processus a déjà été entamé, soit en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario. Comme nous venons de le voir, aux États-Unis le moteur le plus important du processus a été le désir des consommateurs industriels d'échapper aux tarifs élevés résultant des coûts exorbitants des centrales nucléaires. Or, au Canada, seule l'Ontario est aux prises avec une dynamique semblable. Pour ce qui est des producteurs indépendants, ils semblent être des joueurs de taille sur le plan politique surtout en Colombie-Britannique et en Ontario.

En plus des moteurs mentionnés plus haut, les provinces canadiennes partagent, comme le Québec, une autre raison pour emprunter le chemin de la restructuration : le désir d'avoir le plein droit de participer au marché américain. Quoique la FERC n'a évidemment pas de compétence sur les compagnies d'électricité canadiennes, elle peut définir (sous réserve des dispositions de l'ALÉNA) les conditions auxquelles des compagnies étrangères pourront intervenir sur le marché américain. Or, la restructuration américaine est devenue en soi une forte incitation pour les provinces canadiennes à suivre la même démarche. L'état d'avancement de ce processus dans les différentes provinces sera présenté plus loin.

I. DESCRIPTION DES OPTIONS DE RESTRUCTURATION

Jusqu'ici, nous avons utilisé le terme général « restructuration » pour désigner un ensemble de changements structurels qui ont pour but de remplacer le marché monopolistique dans la production de l'électricité par un marché concurrentiel. Il existe cependant différentes structures possibles pour un tel marché. Dans cette section, nous décrirons d'abord les grandes catégories de modèles qui sont à l'étude.

Il faut aussi distinguer entre les termes « restructuration » et « déréglementation ». Même si on trouve sans doute des éléments de déréglementation dans tous les modèles de restructuration présentés ici, il y a dans chaque modèle d'importants éléments qui devront toujours être réglementés.

« Il n'est pas rare d'entendre qualifier de déréglementation les efforts actuels de réforme de l'industrie de l'électricité, comme si la concurrence signifiait la même chose que déréglementation. (...) En fait, même si on peut prévoir que le secteur de l'électricité deviendra plus concurrentiel, cette concurrence s'accompagnera d'une *augmentation* concomitante de la réglementation et d'une présence accrue des régulateurs dans certains aspects clés de l'industrie de l'électricité. »²

En effet, les choix devant nous sont des choix de structures, et chaque structure a une forme de réglementation qui lui est propre.

A. Les modèles théoriques

Étant donné que l'électricité est une marchandise qui doit être produite au même instant qu'elle est consommée, la gestion d'un réseau d'électricité est extrêmement complexe. Et de ce fait, les mécanismes nécessaires pour permettre le fonctionnement d'un marché d'électricité le sont autant.

Ici, nous ferons un bref survol des types de modèles, sans cependant entrer dans les détails de chacun. Ces modèles se rangent selon deux pôles conceptuels : la nature du marché et sa portée (gros ou détail).

1. La nature du marché

On trouve deux grands modèles à la base du mouvement de restructuration : les échanges bilatéraux directs et les bourses d'électricité (« *pools* »).

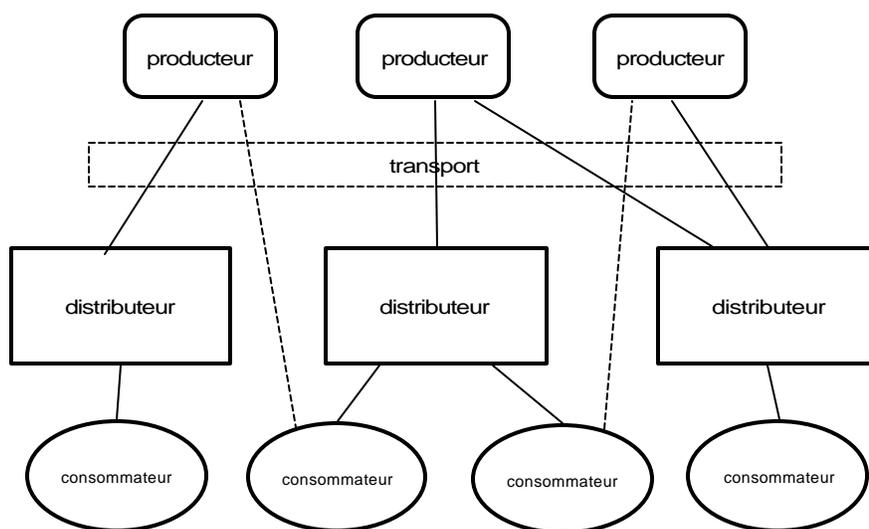
² Charles J. Cicchetti et Kristina M. Sepetys, « Regulating Competition : Transition or Travesty ? », *The Electricity Journal*, mai 1996, p. 68. Notre traduction.

a. *Échanges bilatéraux directs*

Le modèle des échanges bilatéraux directs se base sur le même concept que le marché de téléphonie à longue distance. Le client fait affaires directement avec une compagnie d'interurbains (ex. Sprint ou AT&T Canada), laquelle négocie avec la compagnie de service locale (ex. Bell) pour l'utilisation de ses lignes. Autrement dit, les appels interurbains sont facturés directement par le fournisseur au client, selon des contrats privés entre ces deux parties.

C'est aussi le modèle existant pour le gaz naturel. Si un client décide d'acheter son gaz directement d'un producteur en Alberta, libre à lui de le faire, et ce au meilleur prix qu'il peut négocier. Des frais sont évidemment ajoutés pour le transport et la distribution, qui sont fixés par la Régie.

Schéma d'une structure de marché basée sur des échanges bilatéraux



Les lignes en pointillé indiquent des échanges bilatéraux au niveau du détail

De la même manière, dans un marché d'électricité restructuré sur la base des échanges bilatéraux, l'acheteur fait affaires directement avec le producteur et paie des frais réglementés pour les services de

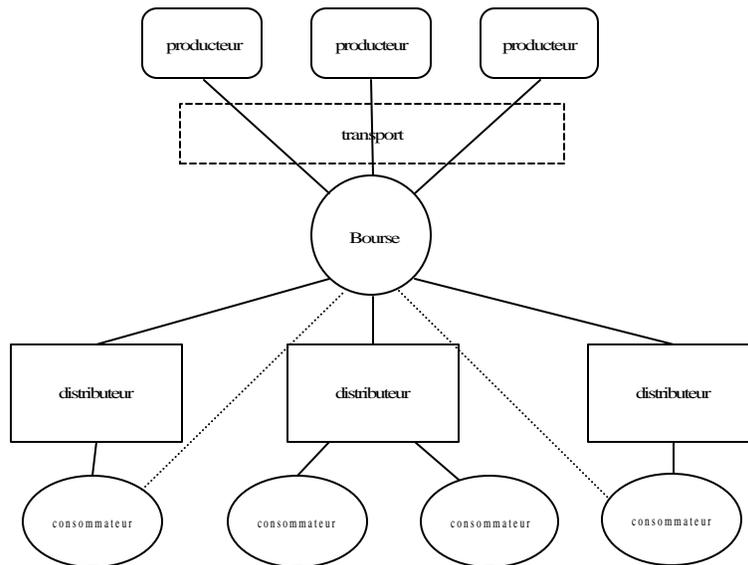
transport et de distribution. L'accès à un tel marché pourrait être offert à tout consommateur d'électricité (transit au détail, ou *retail wheeling*), ou bien limité aux acheteurs en gros.³

b. *Échanges par l'intermédiaire d'une bourse (« pool »)*

Il existe cependant un autre modèle de marché, très différent, qui s'apparente plutôt à une bourse financière. Dans la version dite « pure », une bourse est créée qui devient le seul acheteur pour tout producteur, et le seul fournisseur pour tout consommateur. Autrement dit, toute l'électricité produite dans la région est vendue à la bourse, et tout consommateur l'achète de la bourse. Le prix du marché, qui fluctue à chaque demi-heure, est déterminé de façon objective sur la base des offres et des demandes soumises pour la même période.

Par exemple, selon un système type, chaque producteur indique à la bourse la quantité d'énergie qu'il est prêt à fournir, et à quel prix, pour chaque demi-heure de la journée à venir. Il pourrait aussi indiquer qu'il est prêt à fournir différentes quantités d'énergie à différents prix (ex. 500 MW si le prix est entre 2 ¢ et 3 ¢

Schéma d'une structure de marché basée sur une bourse



Les lignes en pointillés indiquent l'accès à la bourse au niveau du détail

³ Un acheteur en gros est normalement défini de manière à inclure uniquement les compagnies de distribution (Hydro-Québec et les réseaux municipaux et privés), qui achètent de l'électricité pour le revendre aux consommateurs finaux, excluant ainsi les consommateurs industriels, même s'ils utilisent de grandes quantités d'électricité.

le kWh, mais 800 MW si le prix dépasse 3 €. Au même moment, les distributeurs d'énergie indiquent leurs prévisions pour chaque demi-heure de la journée.⁴ Avec toutes ces informations, la bourse décide, pour chaque demi-heure de la journée à venir, quels producteurs devront être en fonction, et à quel niveau, en fonction du prix de leur offre, en commençant avec le moins cher. Pour chaque demi-heure, le prix de l'offre du producteur le plus dispendieux qui est appelé à produire devient le prix du marché; c'est ce prix qui est payé à *tous les producteurs* qui sont appelés à produire pendant cette demi-heure, même s'ils avaient offert leur énergie à un prix moindre.⁵

Avec une bourse pure, il existe donc à chaque moment un seul prix d'un kilowattheure d'électricité, que paie tout consommateur et que reçoit tout producteur. (Les prix de transport et de distribution demeurent toujours réglementés.) Normalement, le prix subit des hausses pendant les périodes de pointe et baisse lorsque la demande est faible. C'est par le biais de cette variabilité que les coûts associés à la pointe sont couverts, remplaçant ainsi la structure tarifaire basée sur les tarifs d'énergie et de puissance.⁶

Dans ce système, aucun contrat de livraison ne lie le producteur et le consommateur, et personne ne sait qui a produit l'électricité qui est livrée au consommateur (ce qui correspond à la réalité, physiquement parlant). Pourtant, des consommateurs et des producteurs sont libres d'établir des contrats financiers pour réduire les risques associés à la variabilité des prix. Souvent appelés « contrat pour différences », ce genre de contrat permet à deux parties de stabiliser leurs prix, en acceptant que l'une paie (ou reçoive) de l'autre la différence entre le prix du marché et leur prix négocié. Par le biais de ce mécanisme, des parties sont libres de négocier les engagements financiers qu'elles veulent, sans obliger l'exploitant du réseau à en tenir compte. Cette structure permet également à d'autres institutions de participer à ce genre de contrat, sans faire partie directement du marché d'électricité.

Le raisonnement économique qui sous-tend ce modèle est le suivant. Les coûts d'électricité pour la société en général seraient minimisés si, à chaque moment, c'étaient les producteurs dont les coûts marginaux de production sont les plus bas qui étaient appelés à répondre à la demande instantanée.⁷ Si, par contre, un producteur avait un contrat de livraison avec un consommateur (comme dans le modèle des

⁴ Dans certaines régions, ils peuvent aussi préciser différents niveaux de demande selon le prix, facilitant ainsi des programmes d'écrêtement de la pointe.

⁵ Il existe d'autres approches possibles pour établir les prix du marché, mais celle-ci a été retenue par toutes les bourses d'électricité jusqu'ici.

⁶ L'idée derrière ce système est de créer une formule incitative pour que l'offre de chaque producteur soit au niveau de ses *coûts variables de fonctionnement*. En deçà de ce prix, il ne veut pas produire. C'est pendant les périodes de l'année où le prix du marché excède les coûts variables de fonctionnement d'un producteur donné qu'il fait la marge nécessaire pour défrayer ses coûts fixes (incluant les coûts en capital) et pour toucher son bénéfice.

⁷ Il y a certaines difficultés à appliquer cette structure à un réseau presque entièrement hydroélectrique, car le coût variable de fonctionnement est presque nul, et l'existence des réservoirs change la logique de la décision de produire ou non à un moment donné.

échanges bilatéraux), il continuerait de produire, même si un producteur à moindre coût devait fermer, faute de clients. La bourse va donc plus loin que le modèle des échanges bilatéraux en minimisant les coûts de production. En même temps, il demeure possible de conclure des engagements fermes entre un producteur et un consommateur, par le biais du mécanisme des contrats pour différences.

Le modèle de bourse pure est utilisé en Grande-Bretagne depuis plusieurs années, et il a aussi été adopté par l'Alberta, où il est en fonction depuis le début de 1996.

c. Marché hybride

Il existe aussi une possibilité de fusionner ces deux modèles dans une sorte d'hybride. Dans cette structure, il existe une bourse, sans cependant qu'il soit obligatoire d'y recourir pour toutes les transactions. Autrement dit, les producteurs et les consommateurs sont également libres d'établir des contrats de livraison entre eux.

Curieusement, la logique des choses fait en sorte qu'une fois permis les échanges bilatéraux, la bourse perd son statut particulier, au point qu'il devient impossible d'insister pour qu'il y en ait une seule. Ainsi, à New York, la bourse n'est en réalité qu'un marché particulier, sans aucune garantie qu'une grande partie des transactions s'y feront. En effet, n'importe qui est libre d'établir une autre bourse, comme par exemple l'on peut établir un deuxième marché en gros de légumes dans une même ville. Il semble alors qu'une fois que la bourse n'est plus obligatoire, les dynamiques du système ressemblent plutôt à celles des échanges bilatéraux.

2. La portée de l'ouverture du marché (du gros ou du détail)

Le choix du type de marché est indépendant du choix du niveau d'accès. Comme nous l'avons indiqué ci-dessus pour les échanges bilatéraux, l'accès au marché pourrait être limité aux acheteurs de gros, ou ouvert au marché de détail, et ce pour n'importe quel modèle. Par exemple, à l'intérieur du modèle de bourse pure, il existe plusieurs options : (1) seules les compagnies de distribution peuvent acheter pour desservir leurs clients ; (2) des courtiers peuvent aussi y acheter, empruntant les lignes des distributeurs pour vendre à leurs clients ; (3) les consommateurs au-delà d'une certaine taille ont aussi le droit d'y acheter; ou enfin, (4) tout consommateur dispose de ce même droit.

Au début, la plupart des processus menant à la restructuration aux États-Unis ont visé l'accès à plusieurs phases, commençant par les grands consommateurs et introduisant les plus petits au fil des années. Maintenant, même si des périodes de transition sont toujours visées, la plupart des régions insistent pour que l'accès au marché soit ouvert à tous les secteurs de consommateurs simultanément, pour éviter que les premiers arrivés captent les meilleures aubaines, laissant aux autres le soin de composer avec des

sources d'énergie plus coûteuses. Même avec cette protection, il y a une forte probabilité que les grands industriels auront la meilleure part du gâteau, étant donné leur pouvoir beaucoup plus grand de négociation.

II. LA RESTRUCTURATION AILLEURS AU CANADA

A. La Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique joue un rôle important vis-à-vis le Québec, parce qu'elle est la région nord-américaine qui ressemble le plus au Québec en ce qui concerne l'électricité : son réseau est presque entièrement hydroélectrique, la période de pointe se situe en hiver et la presque totalité de la production est contrôlée par une société d'État, B. C. Hydro. Depuis 15 ans, B. C. Hydro est soumise à une réglementation économique (exercée par la B. C. Utilities Commission), qui a été un modèle important pour la nouvelle Régie de l'énergie du Québec.

À la demande du gouvernement, la BCUC a tenu des audiences en 1995 pour étudier la pertinence d'une restructuration de l'industrie de l'électricité en Colombie-Britannique. Le processus a duré presque six mois, commençant par des séances d'information pour s'assurer que les intervenants comprenaient tous les enjeux en cause, lesquelles furent suivies par des ateliers, des échanges de documents et une audience qui a duré onze jours. Après avoir reçu l'argumentation écrite des participants, la Commission a rendu son jugement en septembre 1995.

Les conclusions principales du rapport ont été les suivantes :

- le rejet de l'accès au détail pour le moment,
- une évolution vers l'accès au niveau du gros, par le biais d'une bourse,
- que les services publics devraient se restructurer à l'interne, de manière à avoir des unités complètement distinctes pour la production et le transport, sans aucun interfinancement,
- que les services publics devraient proposer des tarifs de transport à la Commission, et
- que la consultation du public concernant ces questions devrait continuer.

À la fin de 1996, la Commission a relancé la question, en proposant une nouvelle série d'audiences concernant l'accès au détail. Ces audiences commenceront le 1^{er} avril 1997. Après consultation des intervenants, 63 questions ont été retenues pour étude à ces audiences, concernant :

- l'opportunité ou non de l'accès au détail, et pourquoi,
- qui devrait être éligible,
- les structures des tarifs de transport,
- les opérations du réseau,
- les implications en matière de planification du réseau,
- les conséquences sur les opérations financières du réseau,

- la concurrence et le pouvoir sur le marché des grand acteurs,
- le traitement qui devrait être accordé aux actifs non économiques,
- les moyens nécessaires pour s'assurer que les niveaux d'efficacité énergétique socialement rentables seront maintenus avec l'accès au détail,
- des mécanismes nécessaires pour s'assurer que des moyens de production environnementalement préférables seront favorisés,
- les mécanismes réglementaires appropriés concernant l'efficacité énergétique, les nouvelles énergies renouvelables et la protection de l'environnement,
- l'impact de l'accès au détail sur l'environnement, et les façons de l'atténuer
- les coûts de transition vers un marché plus concurrentiel, et quels groupes ou personnes devraient les assumer.

Il est évidemment trop tôt pour connaître les résultats de ces audiences, mais on peut s'attendre à ce que le rapport qui suivra ces consultations creuse les questions reliées à l'accès au détail plus en profondeur que l'a fait celui de 1995. Le rapport devrait être déposé à l'été 1997.

B. L'Alberta

L'Alberta est la seule province canadienne à avoir mis en œuvre, depuis le 1^{er} janvier 1996, un marché restructuré d'électricité. Elle l'a fait en suivant le modèle d'une bourse pure « obligatoire », où toute l'électricité produite ou consommée dans la province est vendue.

Comme prévu, les prix par kilowattheure varient largement en fonction de la demande. Par exemple, en janvier 1997, le prix d'un kilowattheure pendant des périodes de pointe a varié entre 2,7¢ et 7,8¢. Pour les périodes hors pointe, par contre, le prix a baissé jusqu'à 0,5¢.

La situation en Alberta est différente de celle que l'on trouve aux États-Unis, parce que les centrales existantes ont des coûts très avantageux. Au contraire de la majorité des régions américaines qui explorent la restructuration, les coûts marginaux en Alberta sont croissants, même si les centrales existantes ne sont pas hydroélectriques.

Dans cette situation, qui ressemble à celle du Québec, le remplacement du système réglementé par une concurrence pure amènerait sans doute une augmentation importante des coûts de l'électricité pour tous les consommateurs de l'Alberta. Ceux qui ont conçu cette restructuration ont trouvé une solution unique pour permettre une structure concurrentielle et en même temps protéger les acquis des Albertains — une solution d'ailleurs qui pourrait être adaptée aux besoins du Québec.

Il s'agit d'un système de « *hedges* » — instruments financiers conçus pour garantir aux consommateurs albertains les bénéfices des coûts avantageux des anciennes centrales. Suivant ces instruments, les distributeurs d'Alberta se sont engagés à verser aux producteurs des paiements pour couvrir les coûts fixes des centrales. Cela inclut les coûts en capital, ainsi que les coûts non variables de fonctionnement. En même temps, les producteurs sont obligés de retourner aux distributeurs l'excédent, s'il y en a, du prix du marché par rapport aux coûts variables de fonctionnement (incluant les coûts de combustible).

Ainsi, si le prix du marché demeure plus élevé que les coûts variables, le producteur recevra ses coûts fixes plus ses coûts variables, ce qui équivaudra aux résultats du système réglementé. Les distributeurs (et leurs clients) ont l'assurance de pouvoir acheter de l'électricité des anciennes centrales aux même prix qu'auparavant, en gardant toujours la possibilité de bénéficier des prix de la bourse chaque fois qu'ils tombent plus bas que les coûts variables des anciennes centrales.

Avec ce genre de mécanisme, les citoyens de l'Alberta sont protégés contre la possibilité très réelle que la concurrence amène une hausse des prix de l'énergie. On pourrait concevoir une adaptation de cette approche pour la situation au Québec, où les coûts moyens du parc d'équipement installé sont de loin inférieurs aux coûts de nouveaux équipements. Il serait donc possible de conserver le bénéfice économique de ces anciennes installations pour les consommateurs québécois par le biais de contrats à long terme qui garantissent que la production de ces centrales sera vendue aux distributeurs québécois à un prix qui reflète leurs coûts.

Un autre élément intéressant du système albertain est le traitement des coûts de transport. On désirait — comme ce serait également le cas au Québec — créer une structure qui reflète les coûts réels, sans pour autant pénaliser les communautés rurales et éloignées. La solution retenue est de facturer le transport aux producteurs comme aux consommateurs. Pour les producteurs, les tarifs varient en fonction de la distance des centres de charge, donnant ainsi un signal de prix favorisant des moyens de production qui font moins appel au réseau de transport. Les consommateurs, par contre, sont facturés sur une base fixe (« *postage stamp* », ou tarifs « timbres-poste »), où chacun paie les mêmes frais, peu importe la distance. Le régulateur s'assure que les deux tarifs, ensemble, permettent au propriétaire du réseau de transport de payer ses frais et de toucher un juste rendement sur son capital.

C. L'Ontario

C'est également en 1995 que le gouvernement de l'Ontario a formé un Comité consultatif sur la concurrence au sein du secteur de l'électricité de l'Ontario. Ce comité, connu sous le nom de Commission MacDonald, a soumis ses recommandations en mai 1996.

Travaillant avec l'aide d'un secrétariat, la Commission MacDonald a procédé à une consultation publique d'envergure. Elle a commencé en décembre 1995 en publiant un document de travail, invitant le public à soumettre des commentaires sur plusieurs grandes questions. Au printemps, elle a procédé à six réunions publiques à travers la province, auxquelles il faut ajouter plus de 50 réunions avec des groupes intéressés et des experts. Au total, la Commission a reçu 223 mémoires écrits, ainsi que 300 commentaires moins formels (lettres, appels téléphoniques, etc.).

Rappelons qu'Ontario Hydro a connu une période extrêmement difficile au cours des dernières années : la demande a chuté (à cause de la récession des années 90), alors que les tarifs ont augmenté de façon dramatique (en raison notamment de la mise en service d'une grande centrale nucléaire, plus coûteuse que prévue).

La Commission MacDonald a proposé que l'Ontario instaure un système de concurrence au détail, en commençant immédiatement par l'établissement d'un marché concurrentiel au niveau du gros. Elle prévoit une évolution comprenant plusieurs étapes pour établir la concurrence au détail, qui permettrait tout rajustement jugé nécessaire en cours de route.

La Commission a proposé l'établissement d'un *Independent System Operator* (ou *ISO*, un exploitant indépendant de réseau), une société à but non lucratif qui gère le réseau sans lien aucun avec les producteurs, les distributeurs ou les propriétaires du réseau. C'est l'ISO qui prendra toute décision sur l'aiguillage (« *dispatching* »), c'est-à-dire les décisions déterminant quelles unités devraient être en production à tel moment.

Pour ce qui est de la nature du marché de l'électricité, la Commission a proposé une bourse pure, comme celle de l'Alberta, où il serait interdit de passer un contrat pour la livraison directe de l'électricité sans l'intermédiaire de la bourse. En outre, différents mécanismes financiers permettraient de gérer le risque associé à ce marché « spot ». Ces mécanismes incluraient des contrats à prix fixe entre un producteur et un consommateur et un marché de contrats à terme (« *futures contracts* »), comme ceux qui existent déjà pour plusieurs marchandises.

En ce qui a trait aux tarifs de transport, la Commission a suivi l'exemple de l'Alberta, en suggérant une structure suivant laquelle les producteurs paieraient des tarifs qui reflètent leur situation géographique, tandis que les consommateurs paieraient des tarifs timbres-poste. De plus, la Commission propose que les tarifs de transport soient utilisés pour effectuer des prélèvements servant à financer l'efficacité énergétique, les nouvelles filières renouvelables et d'autres biens publics.

L'élément le plus remarqué du rapport MacDonald concerne le sort d'Ontario Hydro. Au-delà du démantèlement de la société d'État en unités de production, de transport et de distribution, elle recommande que la production elle-même soit fragmentée en plusieurs parties, de manière à créer un

véritable marché concurrentiel de production d'électricité à l'intérieur de l'Ontario. Elle propose, par exemple, que les installations hydroélectriques d'Ontario Hydro soient séparées en entreprises distinctes, de capital mixte public et privé.⁸ Elle propose également que les quatre stations nucléaires deviennent quatre entreprises distinctes, toutes quatre étant des sociétés d'État, et que chacune des centrales thermiques devienne également une entreprise distincte à capital mixte.

Au même moment, une série de mesures seraient mises en vigueur pour réduire les barrières de toutes sortes qui empêchent d'autres compagnies de devenir producteurs d'électricité. Entre autres, la Commission propose que toute société d'État qui produit de l'électricité devrait payer des sommes en lieu de taxes fédérales, provinciales et municipales, pour la mettre sur un pied d'égalité avec les producteurs privés. Elle devra aussi payer des taux d'intérêts commerciaux s'elle emprunte de l'argent sur le crédit de la province. Le but final est un marché dans lequel aucune compagnie ne détient une part de marché suffisante pour lui donner un pouvoir sur le marché. Selon la littérature citée dans le rapport, il faut au moins cinq ou six compagnies de part égale pour qu'un marché soit vraiment concurrentiel.

Presque un an s'est écoulé depuis que le rapport de la Commission MacDonald a été déposé, et le gouvernement n'a pas encore réagi à ces recommandations. L'on ne peut que spéculer sur ses raisons, qui pourraient bien avoir trait à l'énorme complexité de tout changement structurel d'un réseau d'électricité de la taille de celui de l'Ontario, ainsi qu'aux multiples intérêts qui sont en jeu.

⁸ Pour des raisons opérationnelles, elle propose que tout équipement sur une même rivière appartienne à une seule compagnie.

III. LA RESTRUCTURATION ET LA PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES

A. La planification intégrée des ressources (PIR)

La planification intégrée des ressources (PIR) est une approche « qui vise à identifier, dans la gestion du secteur énergétique, la solution la moins coûteuse et la plus souhaitable des points de vue économique, social et environnemental, compte étant tenu de toutes les possibilités offertes et de leurs implications de différente nature. »⁹ Comme en témoigne le débat public sur l'énergie, cette approche fait l'objet d'un fort consensus au Québec. Le rapport de la Table de consultation précise à plusieurs reprises que la PIR devrait être à la base des réflexions de la Régie de l'énergie en ce qui concerne la planification des réseaux d'électricité et de gaz naturel.

La PIR fait déjà partie des façons de faire d'un grand nombre d'organismes de réglementation aux États-Unis et au Canada. Au Canada, c'est la British Columbia Utilities Commission qui a été le leader en ce domaine, et qui a été largement responsable de l'adaptation d'une approche née aux États-Unis aux conditions canadiennes. Comme le Québec, la C.-B. bénéficie d'un réseau presque entièrement hydraulique, géré par une société d'État.

Le mouvement de restructuration remet inévitablement en question plusieurs éléments de la PIR. Avant de voir comment, nous ferons un bref résumé de ses objectifs et méthodes.

1. Les objectifs de la PIR

Fondamentalement, le premier objectif de la PIR est de combler les besoins de la société en services énergétiques au moindre coût, en tenant compte des coûts économiques, sociaux et environnementaux assumés par des tiers ainsi que des coûts directs du fournisseur.

Toujours selon le rapport de la Table de consultation, quatre grands principes sous-tendent la PIR :

- pour réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie, toutes les options envisageables sont analysées, du côté de l'offre comme de la demande, y compris donc les possibilités d'économiser l'énergie.
- L'analyse de ces options se fait en intégrant l'ensemble des conséquences qui y sont liées. On parle d'intégration des externalités économiques, environnementales et sociales.
- Le processus comporte un appel systématique à la participation du public.

⁹ Gouvernement du Québec, *Pour un Québec efficace : Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie*, p. 69.

- L'analyse intègre les risques découlant de chacun des choix énergétiques envisagés. »

Ainsi, la PIR est une structure qui permet un choix informé et démocratique entre les options qui pourraient être utilisées pour répondre aux besoins énergétiques de la société, et ce au meilleur coût social.

2. Les méthodes de la PIR

Pour atteindre ces objectifs, un processus typique de PIR comporte les étapes suivantes, réalisées par le distributeur en consultation avec le public :

- la définition des objectifs
- l'élaboration d'un ensemble de prévisions de la demande (de forte à faible)
- l'identification de toutes les ressources potentielles (de production, d'achat et de conservation)
- la caractérisation de chacune de ces ressources
- la préparation de plusieurs portefeuilles de ressources pour faire face à chacun des scénarios de la demande
- l'évaluation et la sélection des portefeuilles de ressources, selon des critères établis en consultation avec le public, afin d'en arriver à un portefeuille de ressources optimal pour chaque scénario de la demande
- un plan d'action à court terme, pour commencer à acquérir le portefeuille retenu, tenant compte des risques que les autres scénarios se réalisent¹⁰.

Ce processus permet donc au distributeur de choisir les options qui conviennent le mieux à la population desservie.

B. Les impacts de la restructuration sur la PIR

Il est maintenant clair que la libéralisation des marchés d'électricité remet en question les acquis de la PIR. Cela vient du fait que la PIR se base fondamentalement sur les façons de combler *les besoins* et de les combler au moindre coût. Dans un marché déréglementé, par contre, où le kilowattheure devient une marchandise commerciale, la notion du « besoin » est remplacé par celle du prix. Le rôle d'une compagnie d'électricité devient simplement de produire et de vendre des kilowattheures, et ce aussi longtemps que le prix de vente demeure plus élevé que son coût de production.

¹⁰ Ce résumé des étapes de la PIR est tiré de Philip Raphals, *L'Énergie en Colombie-Britannique : La PIR et le cadre réglementaire*, rapport préparé pour le ministère des Ressources naturelles du Québec dans le cadre du Débat public sur l'énergie, pp. 37-38.

Vue d'une autre perspective, la PIR crée des mécanismes pour intégrer les externalités dans la prise de décision. Étant donné que la production d'électricité comporte toujours des coûts environnementaux et sociaux pour des tierces parties, la PIR permet de réduire le coût total (incluant ces externalités) à son minimum. Les marchés libres, par contre, fonctionnent strictement selon le coût du kilowattheure, ignorant ainsi toute externalité. Ce faisant, ils réduisent au minimum le coût par kilowattheure, mais avec la conséquence que les coûts totaux pour la société peuvent augmenter.

1. L'efficacité énergétique

Un but fondamental de la PIR est de mettre sur un pied d'égalité les ressources du côté de l'offre et celles du côté de la demande. Cela veut dire qu'on devrait être prêt à payer le même coût pour économiser un kilowattheure que pour le produire. Supposons par exemple que l'énergie de la prochaine centrale prévue par une compagnie d'électricité lui coûterait 5 cents du kilowattheure. Supposons également qu'avec un programme de subvention de l'isolation des maisons, elle pourrait faire économiser une quantité équivalente d'énergie, mais à un coût de 3,5 cents le kWh. En évaluant les deux options selon la PIR, on devrait normalement favoriser la ressource la moins dispendieuse, c'est-à-dire le programme d'isolation. Mais ce faisant, la compagnie d'électricité, en plus de payer les coûts du programme, perdrait aussi les revenus associés aux ventes de l'énergie de la nouvelle centrale, ce qui amènerait au bout du compte une augmentation de ses tarifs.

Cette augmentation ne dérange pas ceux qui ont bénéficié du programme d'isolation, car leur réduction de consommation excède amplement l'augmentation tarifaire. La difficulté se pose plutôt avec ceux qui ne sont pas éligibles au programme, et qui verront leurs tarifs augmenter sans en tirer aucun bénéfice compensatoire. La solution, dans un monde de PIR, est de s'assurer que la compagnie d'électricité offre un éventail de programmes d'efficacité énergétique suffisamment large pour que tout client soit éligible à au moins l'un d'entre eux. Ainsi, les bénéfices des programmes sont répartis dans la société. Dans de telles circonstances, la société bénéficie d'une ressource moins dispendieuse que la nouvelle production, et évite en plus les répercussions environnementales et sociales d'une nouvelle centrale. Les tarifs pour l'ensemble des clients seront légèrement plus élevés, mais la consommation sera substantiellement réduite. Par conséquent, la facture énergétique globale est également réduite.

Malheureusement, les différents types de restructuration décrits plus haut entrent, dans diverses mesures, en conflit avec cette logique. Le cas extrême est celui des échanges bilatéraux directs au détail. Rappelons que, dans ce modèle, chaque client est libre d'acheter son électricité du fournisseur qu'il choisit.

Cela implique aussi que chaque producteur vend son énergie non pas à un marché captif, comme aujourd'hui, mais partout où il trouve un marché. Dans cette situation, il est impensable qu'une régie oblige un producteur à assumer les coûts d'un programme d'efficacité énergétique pour des personnes qui ne sont pas nécessairement ses clients. Et même si elles le sont maintenant, rien n'assure qu'elles ne changeront pas de fournisseur d'énergie quelques mois après l'installation de leur isolation !

Dans une telle structure, le seul acteur qui pourrait être obligé d'investir dans les mesures d'efficacité énergétique pour les consommateurs serait le distributeur d'électricité. Mais ses investissements sont limités au maintien et à l'amélioration des lignes de distribution. La régie pourrait effectivement lui ordonner d'investir jusqu'au coût évité de ces lignes, mais cela ne reflète pas le potentiel rentable d'efficacité énergétique si les coûts de production sont pris en considération. Ainsi, le niveau d'efficacité énergétique qui se fera dans un modèle concurrentiel au détail ne pourrait pas atteindre le niveau qui minimise la facture moyenne du consommateur, à moins que d'autres mécanismes sont mis en vigueur, comme ceux qui seront présentés dans la prochaine section.

Si le modèle retenu ne permet pas l'accès au détail, les impacts sur l'efficacité énergétique sont beaucoup moindres. Même dans une structure complètement déréglementée au niveau du gros, le distributeur demeure obligé d'acheter l'énergie requise par ses clients. Par conséquent, s'il peut combler les besoins de ses clients plus économiquement en les aidant à réduire le gaspillage qu'en leur vendant encore plus de kilowattheures, un organisme de réglementation pourrait bien l'obliger à le faire.

2. Les nouvelles filières d'énergie renouvelable

Un autre conséquence de l'application de la PIR qui se trouve menacée par la restructuration des marchés est l'appui préférentiel qu'elle pourrait donner aux nouvelles filières renouvelables.¹¹ En tenant compte des externalités dans le choix des filières, la PIR crée la possibilité que certaines ressources avec moins d'impact sur l'environnement soient retenues dans un portefeuille de ressources, même si leurs coûts économiques sont légèrement plus élevés.

Il est largement reconnu que les coûts externes de ces filières sont moindres que ceux des filières classiques (thermique, nucléaire et hydroélectrique) ; chaque processus de PIR définira comment et jusqu'à quel point il faut contrebalancer cet avantage et des coûts désavantageux. Souvent, on accorde une certaine place à ces filières à l'intérieur du portefeuille de ressources, ce qui en soi tend à faire descendre les coûts de ces filières, qui bénéficient d'économies d'échelle chaque fois plus grandes. Au fil des années, on peut espérer que ce processus nous mènera à une situation où les coûts de ces filières seront concurrentiels, même sans le « coup de pouce » fourni par la PIR.

Or, la restructuration des marchés d'électricité menace cette évolution bénéfique à toute la société. Comme on l'a vu auparavant dans la réflexion sur l'efficacité énergétique, les changements ne sont pas radicaux aussi longtemps que la concurrence reste au niveau du gros. Si le distributeur est toujours

¹¹ On parle surtout des filières éoliennes et solaires, ainsi que de certaines options de la biomasse et géothermiques et d'autres filières. L'hydroélectricité n'est pas incluse, sauf les microturbines.

l'acheteur d'électricité pour tous ses clients, il est fort possible qu'il le fasse selon un processus de PIR, qui tient compte des caractéristiques environnementales et autres des différentes sources d'électricité. Mais du moment que le marché est ouvert au détail, cela devient impossible. Lorsque chaque consommateur peut décider où il achète ses kilowattheures, par contre, on peut s'attendre à ce que la majorité des consommateurs feront leur choix sur la base des prix, sans égard aux coûts externes des filières.

3. La recherche-développement

Un autre élément qui trouve sa place dans la PIR, mais qui risque fort de disparaître dans un marché déréglementé, est la recherche-développement. Il est accepté qu'un service public consacre une certaine portion de ses revenus à la recherche et au développement, qu'il peut récupérer par le biais de la tarification si les sommes sont prudemment utilisées. Encore une fois, aussi longtemps que le marché concurrentiel se trouve au niveau du gros, rien n'empêche le régulateur de continuer de permettre l'inclusion de ce genre de dépenses dans la base de tarification.

Or, la concurrence au détail change tout. Si les prix de l'énergie électrique échappent à la réglementation, chaque producteur peut, suivant des raisons commerciales, établir jusqu'à quel point il est prêt à consacrer ses revenus à la recherche et au développement. Sachant que c'est un marché fort concurrentiel qui se développe, on ne peut guère prévoir que beaucoup de producteurs le feront à une grande échelle, la pression étant forte pour couper dans les dépenses non essentielles afin d'offrir le kilowattheure à un prix plus bas que leurs concurrents.

Comme c'est le cas en matière d'efficacité énergétique, il demeure toujours possible que les distributeurs s'engagent dans ce genre d'activité, comme le fait actuellement la société Gaz Métropolitain, si le régulateur permet que les frais soient récupérés par le biais des tarifs pour la distribution. Cependant, il ne faut pas oublier que la base en capital d'un distributeur d'électricité serait beaucoup plus restreinte que celle d'un service public intégré. L'on peut bien songer qu'un distributeur poursuit la R&D dans certains projets bien précis et pertinents à son champ d'activité, mais il n'est pas réaliste de croire qu'il pourrait maintenir un grand projet de R&D comme celui d'Hydro-Québec.

4. Impact sur le choix des filières

La restructuration risque également d'en avoir sur la disponibilité de financement pour des projets à prédominance de capital, en raison de la réduction de l'horizon de planification qui l'accompagne. Les nouveaux marchés d'électricité sont des marchés à court terme, où même un contrat de cinq ans serait long.

Rappelons que la filière qui se trouve à la marge presque partout aux États-Unis est la turbine à gaz alimentée par gaz naturel, dont le coût d'équipement est très faible par rapport aux coûts variables de fonctionnement (surtout le combustible). Qui plus est, ces centrales peuvent être construites dans un court laps de temps. Dans ces conditions, il deviendrait de plus en plus difficile d'obtenir des contrats d'achat garantis à long terme, sans lesquels le financement des centrales exigeant d'importants capitaux (dont l'hydraulique, l'éolien et le solaire, mais aussi le nucléaire) devient très problématique.

Cela ne veut pas dire qu'il serait nécessairement impossible de financer ces filières sans le bénéfice de contrats fermes à long terme, mais le risque associé au projet augmente d'autant. Dans le passé, les contrats à long terme avaient l'effet de transférer à l'acheteur une partie importante du risque que la centrale devienne non économique¹². Dans les nouveaux marchés, la totalité de ce risque resterait du côté du promoteur, ce qui rendrait beaucoup plus difficile le financement des projets d'énergie renouvelable, à moins que des mécanismes qui favorisent ces énergies ne soient mis en vigueur (voir plus loin). En pratique, cela devrait faire augmenter le pourcentage de capitaux propres requis dans le financement de tels projets, faisant en sorte que seuls les projets les plus rentables trouveraient du financement.

C. Des mécanismes pour permettre la réalisation des objectifs de la PIR dans le cadre d'un marché restructuré

Comme nous venons de le voir, la PIR fait en sorte que l'évolution du réseau d'électricité respecte certaines valeurs et objectifs sociaux. L'ouverture des marchés d'électricité, par contre, a essentiellement tendance à réduire toute décision au critère du moindre prix à court terme.

Pour cette raison, la problématique de la restructuration des marchés d'électricité a provoqué un tollé chez les environmentalistes et d'autres groupes d'intérêt public aux États-Unis lorsqu'elle a fait son apparition sur la scène américaine, et fait le même effet dans chaque région où elle est soulevée. Cependant, en raison surtout du fait que l'élaboration des nouvelles structures s'effectue dans plusieurs États par des processus de concertation, dans lesquels chaque partie intéressée à sa place, des mécanismes ont été élaborés qui protègent, jusqu'à un certain point, les acquis les plus importants de la PIR. Ces mécanismes n'empêchent pas le développement d'un marché d'électricité plus concurrentiel, tout en maintenant les bénéfices de la concurrence. Ils sont devenus partie intégrante du mouvement de restructuration.

¹² C'est en effet ce transfert de risque qui fait en sorte que des contrats à long terme signés par plusieurs services publics sont maintenant devenus des coûts non-économiques (*stranded costs*).

1. Prélèvement relatif aux biens publics (« public goods charge »)

Le mécanisme le plus important pour protéger les acquis de la PIR est une charge appliquée à tout utilisateur d'électricité, peu importe sa source, en vue de constituer un fonds pour payer les coûts de services rendus non rentables par la restructuration. Appelé «*system benefits charge*» ou encore «*public goods charge*», ce mécanisme a été retenu comme partie intégrante de la restructuration en Californie, dans l'État de New York et dans plusieurs autres États.

Ce prélèvement relatif aux biens publics prend la forme d'un prélèvement, appliqué par kilowattheure au niveau de la distribution. Peu importe si le kilowattheure est acheté de la bourse, d'un service public, d'un producteur privé ou en importation, l'utilisateur doit nécessairement payer ces frais fixes, dont le montant est déterminé par le législateur et/ou le régulateur. Les fonds sont typiquement segmentés, certaines parties étant consacrées aux programmes d'efficacité énergétique, aux nouvelles filières renouvelables et à la recherche, au développement et à la commercialisation de nouvelles technologies et à d'autres fins d'intérêt public.

2. Les quotes-parts (« set asides »)

Un autre mécanisme qui est utilisé dans plusieurs régions américaines pour atténuer les impacts particuliers de la déréglementation sur les nouvelles filières renouvelables est la quote-part. En établissant dès le départ que le portefeuille de ressources d'un distributeur doit contenir un pourcentage ou une quantité fixe d'énergie produite par ces filières, ce mécanisme garantit qu'elles survivront à la déréglementation, même si leurs prix sont moins avantageux que ceux des filières classiques.

Bien sûr, ce mécanisme est moins subtil que celui de la PIR, où la quantité de nouvelles filières à retenir dépend d'une analyse rigoureuse des coûts et des externalités, et non d'un chiffre choisi au hasard ou négocié. Cependant, il s'avère évidemment beaucoup plus simple à appliquer, est compatible avec des structures de marché concurrentielles et a l'avantage de pouvoir viser des objectifs précis.

3. Un marché de permis échangeables garantissant un minimum d'énergie renouvelable (« Renewables Portfolio Standard »)

Une autre façon d'arriver au même but, qui est plus complexe, mais aussi plus élégante d'une perspective théorique, est la mise en place d'un marché de permis échangeables garantissant un minimum d'énergie renouvelable («*renewables portfolio standard*»). Selon cette structure, un pourcentage minimum d'énergie de nouvelles sources renouvelables est fixé, qui doit être respecté par chaque producteur ou courtier qui veut participer au marché. Il y a deux façons pour un producteur de satisfaire à ce minimum : en produisant l'énergie par ces sources lui-même, ou en achetant des permis représentant la même quantité d'un producteur dont la production excède le minimum.

Normalement, le pourcentage minimum est fixé par législation, et augmente d'année en année. Une proposition typique pourrait commencer avec 3 pour cent, et requérir 10 pour cent dix ans plus tard.

Prenons un exemple concret. Un producteur éolien avec un parc de 300 MW aurait besoin, lui, de 15 MW pour respecter ses obligations (si le minimum est de 5%). Le reste de sa production (285 MW) se convertit en permis qu'il peut vendre librement sur le marché. Ces permis seraient suffisants pour couvrir les obligations de presque 6 000 MW de production par une filière classique. Un tel transfert de fonds d'un producteur vers l'autre constitue un grand coup de pouce pour ces filières, mais cette aide dépend d'un marché et non d'une décision arbitraire. Théoriquement, si les nouvelles filières vont bon train, le prix du permis sur le marché diminuera, au point qu'il n'y aura plus de transfert notable vers les nouvelles filières au moment précis où elles n'en auront plus besoin.

Parce qu'il utilise des mécanismes du marché, cet outil est très bien vu par des économistes. Il fait partie de plusieurs des projets de loi au niveau fédéral américain et dans plusieurs États, et risque d'être retenu très largement aux États-Unis. Tout comme les quotes-parts, il offre également des assurances quant à la réalisation d'objectifs précis.

4. L'internalisation des externalités

Il serait aussi approprié, dans le contexte d'une discussion des mécanismes pouvant atténuer les impacts de la déréglementation sur les acquis de la PIR, de parler des différentes façons d'internaliser directement les externalités. Rappelons que la PIR constitue dans un sens un mécanisme indirect pour internaliser ces coûts externes dans les prix d'énergie.

Si une restructuration des marchés d'électricité rend impossible le recours à ce mécanisme, il existe néanmoins d'autres façons d'arriver au même but. Il s'agit simplement d'internaliser les externalités directement, sans passer par la voie indirecte de la PIR. Prenons par exemple la pollution de l'air due aux énergies thermiques. Chaque fois qu'on hausse les normes de ces émissions, obligeant ainsi les producteurs à dépenser plus d'argent pour réduire leurs émissions, on internalise une partie de ces externalités. On peut également le faire en adoptant des systèmes de permis échangeables, comme il en existe aujourd'hui pour les SO_x partout aux États-Unis et pour les NO_x dans le nord-est de ce pays. Ces systèmes imposent des coûts additionnels aux producteurs, proportionnels aux dommages qu'ils font à l'environnement, internalisant ainsi une autre partie de leurs externalités.

À cet égard, on note que le Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie était très favorable à ce genre de système, appelant le Québec à mettre en place un système de permis échangeables pour les gaz à effet de serre dans les plus brefs délais.¹³

Il demeure cependant une grande catégorie d'externalités, extrêmement importante pour le Québec, pour laquelle il n'existe pas de mécanisme d'internalisation équivalent : l'hydroélectricité. Certes, une partie de ces externalités sont internalisées par les mesures d'atténuation d'impacts, par des compensations et par les droits payés au gouvernement pour des forces hydrauliques. Cependant, il n'est pas du tout évident que ces coûts reflètent effectivement les véritables externalités de l'hydroélectricité. En ne faisant pas appel à la PIR, on risque d'abandonner le seul mécanisme qui permettrait une intégration explicite dans la prise de décision de l'atteinte au bien public que représente le harnachement des rivières du Québec.

Évidemment, l'hydroélectricité est la filière pour laquelle il est le plus difficile d'estimer les coûts externes, en raison de la grande variabilité des impacts d'un site à l'autre. Néanmoins, pour protéger ce bien public et l'éventail des choix des générations futures, il importe de s'assurer qu'il y a un pied d'égalité entre les filières à cet égard. La classification des rivières, une proposition du rapport du Débat public sur l'énergie qui a été reprise dans la nouvelle politique énergétique du gouvernement, serait un outil possible. Il semble cependant que la meilleure façon d'internaliser ces coûts directement est en ajustant les droits payables pour l'utilisation des forces hydrauliques. Par exemple, la Régie de l'énergie pourrait être chargée de réviser périodiquement ces droits en fonction des impacts relatifs des différentes filières, en tenant compte du degré auquel les externalités de chacune sont internalisées.

¹³ *Pour un Québec efficace : Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie*, pp. 118-119.

IV. LA RESTRUCTURATION AU QUÉBEC

A. La situation aujourd'hui

Au cours des derniers mois, le gouvernement du Québec s'est engagé de façon assez claire dans la voie de la restructuration et de la déréglementation. Dans sa nouvelle politique énergétique publiée en novembre dernier, le gouvernement s'engage à une certaine restructuration des marchés d'électricité, sans préciser les nouvelles structures.

« L'élargissement du rôle de la production privée, le déclenchement d'une réflexion approfondie sur les modalités et la portée d'une libéralisation des marchés constituent deux initiatives majeures par lesquelles le gouvernement du Québec s'engage, de façon à la fois prudente et résolue, dans une restructuration du secteur québécois de l'électricité. »¹⁴

Plus récemment, le ministre d'État des Ressources naturelles a affirmé dans un discours que le Québec est prêt pour une déréglementation « le plus vite possible ».

C'est aussi la position de la haute direction d'Hydro-Québec, qui dans son mémoire sur le projet de loi 50 s'est montrée favorable au retrait de toute réglementation sur la production d'électricité, ainsi qu'à l'ouverture du marché au détail.

« ... Pour que l'entreprise puisse se développer pleinement dans un marché énergétique nord-américain restructuré, il faudra envisager, selon une échéance qui reste à préciser, qu'Hydro-Québec transporte et distribue à des consommateurs québécois l'électricité produite par d'autres, dans un contexte de reciprocité. »¹⁵

Depuis, M. André Caillé, le président-directeur général d'Hydro-Québec, a indiqué à plusieurs reprises dans des entrevues avec les médias qu'il voit une telle déréglementation au Québec comme inévitable.

Il est assez clair que la raison d'être de cette déréglementation découle en grande partie des occasions d'exportations qui en suivraient. Cependant, avant de se lancer dans des changements structurels qui auraient des implications profondes à plusieurs égards, il convient d'examiner les multiples options qui se présentent et les conséquences de chacune.

La structure actuelle de l'industrie de l'électricité au Québec peut être décrite ainsi :

¹⁴ Gouvernement du Québec, *L'Énergie au service du Québec : une perspective de développement durable*, p. 56.

¹⁵ *Mémoire d'Hydro-Québec relatif au projet de loi no 50 sur la Régie de l'énergie*, p. 3.

- une compagnie d'électricité verticalement intégrée, détenant un monopole sur la distribution et le transport,
- quelques producteurs privés qui vendent leur production à Hydro-Québec, et un groupe (les « autoproducteurs » industriels) qui consomment une grande partie de leur production,
- neuf distributeurs municipaux, et une coopérative, qui achètent la vaste partie de leur électricité d'Hydro-Québec, et produisent le reste,
- Hydro-Québec, qui achète de l'électricité en gros à d'autres fournisseurs voisins. Par contre, les autres distributeurs du Québec n'ont pas ce droit.
- Hydro-Québec vend de l'électricité en gros à d'autres distributeurs voisins. Par contre, les autres producteurs du Québec n'ont pas ce droit, alors qu'ils l'auront à partir du 14 mars 1997, lorsque entrera en vigueur le règlement 652, décrit plus loin.

La Loi 50, *Loi sur la Régie de l'énergie*, dont la plupart des articles ne sont pas encore en vigueur, ouvre la porte à certains changements à cette structure. Par exemple, elle prévoit l'établissement des tarifs de transport, qui seront fixés par la Régie. Même avant la mise sur pied de la Régie, des tarifs de transport ont été établis dans le règlement 652 de la *Loi sur Hydro-Québec*, approuvé par décret le 11 décembre 1996. Ce tarif s'applique à tout producteur indépendant qui veut exporter, ainsi qu'aux producteurs hors Québec qui veulent transiter par le Québec pour vendre leur énergie ailleurs.

Rien, cependant, ni dans la loi 50 ni dans le règlement 652, n'oblige Hydro-Québec à transiter de l'énergie à l'interne. Au niveau du gros, un exemple d'un tel transit serait la vente d'énergie d'un producteur privé au Québec ou à l'extérieur à un distributeur municipal du Québec. Si le transit était permis au niveau du détail, le producteur pourrait aussi la vendre directement à un consommateur. Or, pour le moment, ni un marché ni l'autre n'a été ouvert à la concurrence.

Doivent-ils l'être, et si oui, comment? Ces grandes questions, qui demeurent, sont lourdes de conséquences pour l'avenir du Québec. Le rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie ne s'est pas prononcé sur le fond, bien qu'il ait noté l'importance du débat.¹⁶ Il a cependant souligné la nécessité de préserver « les acquis jugés essentiels », et rappelé que le Québec « n'est pas forcé de se précipiter dans les mouvements de transformation en cours » (p. 20). Il insiste par ailleurs sur l'importance « d'un processus transparent et démocratique respectant les valeurs privilégiées par l'ensemble des Québécois » et de l'intégration des externalités à la prise de décision (p. 114).

¹⁶ Toutefois, il faut souligner que cette question n'a été traitée que par un nombre très limité d'intervenants dans le débat public.

B. Les justifications pour une restructuration des marchés au Québec

Contrairement aux États-Unis, où la problématique de la restructuration a été amenée sur la scène publique surtout par des consommateurs industriels et les producteurs indépendants, au Québec ce sont Hydro-Québec et le gouvernement qui ont été ses portes-drapeaux. Cette différence reflète des différences fondamentales de contexte énergétique et économique, qui font en sorte que l'ouverture des marchés d'électricité pourrait avoir chez nous des conséquences très particulières.

Les concepts moteurs qui sous-tendent le mouvement de restructuration dans l'industrie de l'électricité aux États-Unis ne peuvent être importés de façon simpliste. Par exemple, l'une des plus grandes forces derrière le mouvement de restructuration de l'électricité aux États-Unis a été la recherche de réductions des tarifs de l'électricité. Les tarifs d'électricité aux États-Unis sont, sauf quelques exceptions, très élevés par rapport à ceux d'ici, et ce largement à cause des engagements pris dans les années 70 et 80, surtout dans les centrales nucléaires et (à un moindre degré) dans les contrats à long terme avec des producteurs privés. Il mérite d'être souligné que c'est précisément dans les régions à faibles tarifs (ex. le nord-ouest) que l'intérêt pour la restructuration est aussi plutôt faible.

Or, la restructuration des marchés aux É.-U. pourrait bien avoir pour effet de réduire les tarifs d'électricité, du moins pour les grands consommateurs. Cependant, la question devrait se poser : quel serait l'effet de l'ouverture des marchés sur les tarifs au Québec ?

D'abord, il faut admettre que le mécanisme le plus directement rattaché à la réduction espérée des tarifs aux É.-U. n'aura pas d'effet ici. La radiation des coûts devenus non économiques (les « *stranded costs* »), c'est-à-dire le transfert de ce fardeau des clients des services publics à leurs actionnaires, n'aura pas (ou presque) d'application au Québec. Dans un contexte comme le nôtre, où les coûts marginaux sont croissants, les anciennes centrales ont coûté passablement moins cher que les plus récentes, et toute nouvelle centrale coûterait encore plus cher, pour la simple raison que le développement de l'hydroélectricité a commencé avec les meilleurs sites. Il s'agit d'une différence fondamentale par rapport aux réseaux américains, où une nouvelle centrale au gaz naturel est beaucoup moins coûteuse par kilowattheure que la majorité des centrales existantes.

Il est évidemment très difficile de prédire le comportement d'un marché. Néanmoins, d'une perspective générale, il semble clair qu'une évolution qui lie, de plus en plus, le réseau québécois d'électricité à celui du Nord-Est américain sur la base d'échanges commerciaux dans un marché concurrentiel, devrait mener à un certain nivellement des prix (tenant compte des coûts et des contraintes de transport). Or, les coûts de production du parc existant d'Hydro-Québec étant moins élevés que ceux aux États-Unis, il est raisonnable que les Américains s'attendent à ce que l'intégration des marchés d'électricité ait un effet à la baisse sur le prix du marché chez eux. L'on peut voir cette attente dans cet extrait de la section traitant de la réciprocité de l'ordonnance 888 de la FERC :

« L'on ne devrait pas interdire aux clients aux États-Unis un accès à des sources moins coûteuses d'électricité, que cette énergie électrique soit d'origine nationale ou étrangère. »¹⁷

De la même façon, il semble vraisemblable qu'une telle intégration devrait mener, à long terme, à une hausse des prix d'électricité au Québec. Dans une prochaine section, nous examinerons cette question plus en détail.

C. Le marché d'exportation

À la différence de la quasi-totalité des régions qui explorent la restructuration, le moteur dominant au Québec dans cette question est celui des exportations. (Cette préoccupation est aussi importante en Colombie-Britannique.) Cette question, intimement liée à la problématique de la réglementation aux États-Unis, est extrêmement complexe. Pour comprendre les options qui se présentent, il faut d'abord entrer dans le monde byzantin de la FERC ; puis, pour comprendre toutes leurs conséquences, il nous faut des analyses économiques qui dépasseraient largement la portée de ce document. Néanmoins, nous essaierons d'en faire un bref survol.

1. Les exigences de réciprocité de la FERC et d'autres instances

Dans le nouveau contexte énergétique, la FERC et les instances de réglementation de divers États sont en train d'imposer certaines exigences avant de permettre aux compagnies canadiennes d'électricité de pénétrer dans les nouveaux marchés. On peut distinguer quatre catégories différentes d'exportation d'électricité vers les États-Unis, les exigences en matière de réciprocité étant différentes pour chacune.

a. *Ventes à la frontière*

Il y a d'abord les ventes d'électricité faites à la frontière. Pour ce genre de ventes, l'acheteur pourrait être un service public qui dessert un territoire adjacent au Québec, ou un autre agent économique (un service public éloigné, un courtier ou même, dans un contexte de transit au détail, un consommateur industriel) qui s'occupe de transporter l'énergie de la frontière à sa destination finale. Il semble clair que, même si le Québec ne faisait aucun changement pour ouvrir son réseau, Hydro-Québec pourrait toujours vendre son énergie à la frontière, sur une base ferme ou à court terme.

¹⁷ Federal Energy Regulatory Commission, *Ordonnance 888*, p. 156 (notre traduction).

b. Ventes réglementées

Une autre catégorie des ventes qui pourraient continuer sans aucune ouverture de notre réseau sont les ventes sur le marché du gros, soumises à la réglementation de la FERC. Le contrat qu'Hydro-Québec a signé avec Consolidated Edison (Con Ed) de New York en décembre 1995 est de cette catégorie. Prévoyant des livraisons entre 1999 et 2004 de 400 à 700 MW et de 2 à 3 TWh par année à un prix qui sera négocié d'année en année, il incombe à Con Ed d'assurer le transport de l'énergie jusqu'à la Ville de New York. Ce contrat devra être soumis à la FERC avant que les livraisons puissent commencer. Encore, rien n'empêche Hydro-Québec de signer d'autres contrats d'exportations de ce genre sans que le régime québécois soit modifié, à condition toujours qu'ils soient soumis à l'approbation de la FERC.

c. Ventes de gros au prix du marché

Justement pour éviter cette obligation de soumettre des contrats au pouvoir de réglementation de la FERC, celle-ci a établi il y a quelques années un statut de «*energy marketer*» (marchand d'énergie). Tous ceux qui ont ce statut ont le droit de vendre leur électricité en gros au prix du marché, c'est-à-dire aux prix négociés directement entre vendeur et acheteur, sans l'intervention de la FERC.¹⁸ Ce statut est convoité par les producteurs, parce qu'il ouvre la porte à un marché beaucoup plus actif. Cependant, un producteur doit satisfaire à de nombreuses exigences formulées par la FERC avant que ce statut lui soit accordé.

L'exigence la plus importante, qui est appliquée à tout candidat, qu'il soit américain ou canadien, est l'absence d'un pouvoir sur le marché, soit en production, soit en transport. Autrement dit, si la FERC doit s'abstenir d'exercer son rôle réglementaire, qui est surtout une fonction de protection du consommateur contre le pouvoir d'un monopole, ce sera parce qu'elle estime que le marché est suffisamment concurrentiel pour que cette protection ne soit pas nécessaire. Mais si, dans un marché donné, une compagnie détient une part de marché assez importante pour qu'elle puisse influencer les prix par des comportements anti-concurrentiels, même en partie, la FERC considère qu'elle doit toujours exercer ses fonctions réglementaires.

Pour faire la preuve qu'elle n'exerce pas un pouvoir sur le marché en transport, une compagnie doit démontrer qu'elle permet l'utilisation de ses lignes de transport par tout le monde, et ce à des prix non discriminatoires, c'est-à-dire au même prix que celui qu'elle paie à sa propre unité de transport. En

¹⁸ Jusqu'ici, le transport pour de l'électricité vendue par ces marchands devait être négocié entre les deux parties. Cependant, avec l'entrée en vigueur des dispositions de l'ordonnance 888 au début de cette année, le transport est disponible à des tarifs publiés pour tous ceux qui sont sujets à la compétence de la FERC. Pour d'autres acteurs, comme Hydro-Québec, il semble que l'ancien système reste en vigueur, à moins d'obtenir la reconnaissance d'équivalence sous cette ordonnance, discutée plus loin.

principe, les tarifs de transport établis par le règlement 652, mentionné auparavant, devraient satisfaire à cette exigence, qui est en grande partie la raison d'être du dit règlement.¹⁹

Néanmoins, il n'est pas évident que ce règlement sera suffisant. Les services de production et de transport d'Hydro-Québec faisant partie d'une même compagnie, il sera difficile pour Hydro-Québec de convaincre la FERC qu'elle paie les mêmes tarifs de transport que ceux qu'elle facture à d'autres producteurs ou courtiers. Même si la division de transport d'Hydro-Québec était vraiment isolée, financièrement parlant, de la division de production, avec des états financiers distincts, on ne voit guère comment la FERC pourrait s'assurer de la non-existence d'un interfinancement caché.

Deuxièmement, dans sa récente décision refusant ce même statut à Powerex (B.C. Hydro), la FERC a élargi ses exigences de façon importante.²⁰ Maintenant, pour des compagnies canadiennes, elle exige aussi un accès réciproque. Dorénavant, pour obtenir ce statut, Hydro-Québec sera obligée d'offrir des services de transport également aux producteurs américains voulant vendre de l'électricité en gros au Québec, ce qui permettrait par exemple aux réseaux municipaux de magasiner pour leur électricité auprès d'Hydro-Québec ou de producteurs aux É.-U.

d. Ventes bénéficiant des tarifs de transport prévus par l'ordonnance 888 (« open access »)

Comme nous l'avons précisé plus haut, l'ordonnance 888 de la FERC instaure un nouveau régime partout aux États-Unis, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1997; depuis cette date, tout exploitant d'un réseau de transport doit permettre l'accès ouvert à son réseau, et prendre une série de mesures pour assurer que cet accès est non discriminatoire. En réalité, il s'agit largement des mêmes critères que ceux que l'on vient de voir, sauf qu'ils sont universellement obligatoires aux États-Unis.²¹

¹⁹ Le décret qui approuve ce règlement mentionne ce statut ainsi :

« Attendu que, de l'avis du gouvernement, l'urgence due aux circonstances suivantes justifie l'absence de la publication préalable :

(...) — des ventes potentielles d'Hydro-Québec aux États-Unis seront vulnérables à des plaintes de concurrents si la Société ne se conforme pas au nouveau cadre réglementaire en déposant devant la « Federal Energy Regulatory Commission » une demande d'autorisation de vendre de l'électricité aux prix du marché et un règlement sur les conditions et les tarifs de transport en gros de l'électricité approuvé par le gouvernement ; (...) »

²⁰ Dans cette décision, la FERC semble dire que cet élargissement était déjà accompli dans une décision antérieure (celle sur TransAlta de juin 1996), mais une lecture attentive de cette dernière décision ne confirme pas cette interprétation. C'est d'ailleurs en raison de cette décision qu'Hydro-Québec a récemment retiré son application pour ce statut auprès de la FERC. Cependant, selon l'entrevue avec M. Caillé publiée dans *La Presse* le 15 février, Hydro-Québec devrait soumettre une application révisée d'ici peu.

²¹ Les exigences de l'ordonnance 888 en matière de tarifs de transport sont très complexes. L'espace ne nous permet pas d'entrer dans les détails.

L'ordonnance 888 comporte aussi des dispositions concernant les services publics « non juridictionnels », ce qui inclut les compagnies étrangères, mais aussi un grand nombre de coopératives et d'autres compagnies américaines qui ne sont pas sujettes à la compétence de la FERC. Ces compagnies sont invitées à participer au marché créé par l'ordonnance 888, à condition d'offrir les mêmes bénéfices à leurs partenaires commerciaux. Ces dispositions sont aussi très complexes et parfois ambiguës. Néanmoins, il semble clair que, pour être reconnue comme participante de plein droit dans ce marché, il faudra qu'Hydro-Québec accepte les mêmes contraintes.

e. Ventes au détail

La FERC n'ayant aucune compétence en matière de ventes au détail, l'ordonnance 888 se limite strictement au marché du gros.²² Cependant, un nombre croissant d'États se sont lancés dans des processus menant à une ouverture des marchés au détail. D'ailleurs, il semble probable que plusieurs États exigeront une ouverture réciproque pour ceux qui veulent vendre au détail à l'intérieur de l'État. Il est ainsi probable que, pour qu'Hydro-Québec puisse vendre de l'électricité à des clients particuliers aux États-Unis, il faudra que le marché québécois soit lui aussi ouvert à la concurrence, jusqu'au niveau du détail.

2. Changements requis pour obtenir des différents statuts auprès de la FERC

Ainsi, pour participer sur les marchés nord-américains d'électricité, au-delà des deux premiers types d'exportations décrits ci-dessus, certains changements structurels s'imposent. Pour chaque catégorie d'exportations, cependant, les changements requis sont différents. Il importe donc de bien comprendre les exigences pour chaque statut convoité. C'est seulement après avoir analysé les avantages et inconvénients des différents niveaux de participation dans les marchés d'exportation ainsi que de chaque structure de rechange que l'on pourra faire un choix éclairé sur la structure du marché d'électricité qui convient le mieux au Québec.

a. Le marché du gros

Comme on l'a noté auparavant, le marché du gros de l'électricité aux États-Unis est réglementé par la FERC. Les exigences de la FERC pour permettre à une compagnie comme Hydro-Québec de bénéficier du statut de marchand d'énergie ressemblent en effet à celles qui lui permettraient de participer au marché ouvert créé par l'ordonnance 888. Dans un cas comme dans l'autre, il serait nécessaire de permettre aux autres producteurs de vendre de l'électricité aux clients du gros au Québec, c'est-à-dire aux distributeurs

²² Cependant, plusieurs projets de loi fédéraux sont à l'étude à Washington qui auraient pour effet soit de forcer les États à procéder à une ouverture des marchés au détail, soit de donner à la FERC le pouvoir de le faire en leur place.

municipaux et privés, en utilisant un service de transit sur les lignes d'Hydro-Québec. De plus, on devra pouvoir démontrer que les tarifs de transport facturés par Hydro-Québec pour ce service sont *non discriminatoires*, c'est-à-dire que ce sont les mêmes tarifs qu'Hydro-Québec se facture à elle-même. Pour ce faire, plusieurs étapes devront être franchies.

La première est la restructuration interne d'Hydro-Québec en unités distinctes de production, de transport et de distribution, chacune ayant ses propres états financiers. Cela représente un changement important, qui semble être déjà amorcé.

Deuxièmement, il pourrait s'avérer nécessaire d'attendre que la Régie de l'énergie soit mise en fonction, et qu'elle établisse la base tarifaire pour les tarifs de transport et fixe leurs niveaux. Une réglementation transparente et crédible est la meilleure façon de démontrer que les tarifs de transport sont non discriminatoires.

Même ces deux étapes franchies, il n'est pas certain que la FERC accorderait le statut convoité à Hydro-Québec. Elle pourrait bien conclure qu'il existe toujours une possibilité d'interfinancement ou de favoritisme, en raison de l'intégration des fonctions de production et de transport dans une même compagnie. Par exemple, un tarif de transport trop élevé nuirait à la concurrence. Même si HQ-Production payait ce même tarif, son manque de bénéfices serait compensé par la plus grande rentabilité d'HQ-Transport. Ce genre de considération pourrait bien amener la FERC à insister pour que HQ-Transport soit scindée en une compagnie distincte.

N'oublions pas que la seule compagnie d'électricité canadienne à avoir obtenu ce statut auprès de la FERC est en Alberta, où le réseau de transport est géré par un exploitant indépendant du réseau. Les lignes demeurent la propriété des différents services publics, mais leur gestion n'appartient plus à leurs propriétaires, mais à la Grid Company of Alberta, dont les quatre services publics sont les actionnaires. Cela suit le modèle retenu par l'ordonnance 888, où l'exploitant du réseau ne peut être sous le contrôle direct d'un seul propriétaire de lignes.²³

À cet égard, le fait qu'Hydro-Québec est propriétaire de la totalité du réseau québécois de transport pourrait poser une autre difficulté à son acceptation par la FERC. L'existence de plusieurs propriétaires sert en effet de garantie de l'indépendance de l'exploitant du réseau. Avec un seul propriétaire, il serait plus difficile de s'assurer que l'exploitant ne favorise pas Hydro-Québec.

²³ À New York, la structure d'administration de l'ISO a été une question extrêmement controversée. La solution retenue est une société à but non lucratif, dont le conseil d'administration est composé des représentants des services publics qui sont propriétaires des lignes de transport, ainsi que des producteurs indépendants, des groupes d'intérêt public, et d'autres parties intéressées.

Une autre question se pose par rapport aux tarifs de transport. Une grande partie du réseau de transport d'Hydro-Québec sert à amener aux centres de consommation l'électricité produite dans le Grand et Moyen Nord (la Baie James, Churchill, Manic). Avec des tarifs de transport « timbre-poste », comme ceux du règlement 652, tout utilisateur paie la même chose pour transporter un kilowattheure, que ce soit de Hemmingford à la frontière américaine, ou de La Grande à Montréal. Créer une structure tarifaire où chacun paie un prix juste n'est pas une tâche facile, et pourrait rendre difficile le maintien d'une équité tarifaire interrégionale au Québec.

b. Le marché au détail

Comme nous l'avons vu auparavant, il semble maintenant clair que, pour permettre qu'Hydro-Québec et ses filiales vendent de l'électricité sur les nouveaux marchés au détail aux É.-U., le marché québécois au détail devra lui aussi être ouvert à la concurrence. Cela a été noté par M. Caillé lors de sa parution devant la Commission de l'économie et du travail dans le cadre de sa consultation sur la Loi 50. Même si une filiale d'Hydro-Québec a pu participer à certains projets pilotes de la concurrence au détail comme celui au New Hampshire, il serait surprenant que cet accès devienne permanent sans qu'on offre un accès réciproque.

D. Les structures alternatives du marché d'électricité au Québec

Les raisons qui amènent le Québec à réfléchir sur la restructuration de son marché d'électricité en ce moment sont donc surtout liées à son accès aux marchés d'exportation. Cela est un contexte bien différent de celui qui prédomine ailleurs où le mouvement de restructuration s'installe, étant surtout lié au présumés bénéfiques de la mise en place d'un marché concurrentiel en électricité.

Est-il possible de répondre à ces exigences en matière de réciprocité sans faire une restructuration en profondeur du marché d'électricité au Québec ? Au niveau du gros, la réponse est probablement oui. Les changements mentionnés ci-dessus concernant le marché du gros pourraient bien se faire sans pour autant forcer d'autres changements dramatiques du système québécois, même s'il y a des étapes importantes à franchir concernant le réseau de transport. Étant donné la taille relativement modeste des distributeurs d'électricité autres qu'Hydro-Québec, leur accès à d'autres fournisseurs d'électricité n'aura pas un impact démesuré sur le bilan énergétique du Québec. L'ouverture du marché du détail, par contre, aurait plutôt des conséquences historiques. Comme nous l'avons vu, la direction d'Hydro-Québec considère qu'une telle ouverture devient inévitable, en raison des efforts d'Hydro-Québec de pénétrer le marché au détail aux États-Unis, ainsi que des exigences de réciprocité de la part des États qui accueilleraient Hydro-Québec dans leurs propres marchés. Qui plus est, il faut s'attendre à une pression croissante de la part du secteur industriel au Québec, qui voudra sans doute avoir accès aux quantités importantes d'électricité qui

s'échangent sur ce marché, si ces échanges continuent de se faire à des prix en deçà du tarif L, ce qui semble être probable à le court terme.

1. L'ouverture du marché du détail par le biais d'échanges bilatéraux

La façon la plus directe de permettre une concurrence au niveau du détail serait simplement de permettre des échanges bilatéraux entre consommateur et producteur, contre le paiement des tarifs de transport et de distribution à Hydro-Québec. Dans une telle structure, Hydro-Québec garderait évidemment un pouvoir énorme sur le marché au Québec. Elle aurait une part de marché de presque 100 %, en plus de pouvoir fixer les tarifs de transport et de distribution (à condition probablement qu'ils soient approuvés par la Régie).

Les tarifs d'énergie, par contre, ne seraient pas réglementés, ni par la Régie ni par l'Assemblée nationale, comme ils l'ont été jusqu'ici. Ainsi, tous les vieux problèmes d'un monopole se posent de nouveau. Comment éviter l'abus de ce pouvoir sur les consommateurs captifs ? Comment s'assurer de l'équité entre différents groupes de consommateurs ?

Pour les producteurs, la question se pose ainsi : est-ce qu'ils auront un accès équitable au marché du détail ? Autrement dit, est-ce qu'Hydro-Québec aura des outils qu'elle pourrait utiliser pour exclure d'autres producteurs de certains marchés, ou pour y limiter leur accès, et ce à son profit ?

Quant au consommateur, celui-ci pourrait demander des assurances que son fournisseur ne lui facture pas un prix abusif pour ses kilowattheures. Aujourd'hui, c'est le gouvernement qui fournit cette assurance, par le biais de son contrôle sur les tarifs. Dès l'an prochain, c'est la Régie qui s'assurera qu'il n'y a pas d'abus à cet égard. Mais dans le cadre d'un marché au détail déréglé, la seule protection sera celle du marché : le fait que, si un fournisseur vend trop cher, le consommateur peut acheter d'un autre.

Ainsi, les deux questions se rejoignent : si le marché n'est pas concurrentiel pour les producteurs, il ne l'est pas non plus pour les consommateurs. Permettre des échanges bilatéraux au détail au Québec, sans prendre des mesures pour créer un marché véritablement concurrentiel en électricité, risque de créer une situation de quasi-monopole non réglementé, avec tout le potentiel d'abus que cela implique. Par exemple, Hydro-Québec pourrait bien offrir des tarifs spéciaux d'énergie aux clients (surtout industriels) qui sont plus susceptibles de choisir un autre fournisseur. Une telle tarification serait préjudiciable non seulement aux concurrents mais également aux autres consommateurs, car le fait d'accorder à une seule classe de consommateurs le bénéfice des centrales les plus économiques doit inévitablement faire augmenter les coûts pour les autres. Il n'est pas certain que le fait que la compagnie qui exerce ce pouvoir soit une société d'État serait suffisant pour convaincre les consommateurs de différents secteurs québécois que leurs intérêts sont protégés adéquatement.

Du côté des producteurs, si Hydro-Québec conserve un accès privilégié au réseau de transport ou de distribution, ou si elle établit des tarifs non équitables pour ces deux services, elle risque de susciter des plaintes auprès de la FERC. Si la société d'État fait appel à une tarification rapace, des plaintes de comportement anticoncurrentiel pourront être déposées soit à la Régie de l'énergie, soit à la FERC, soit devant l'organisme réglementaire d'un État où celle-ci participe au marché au détail. Si l'un de ces organismes juge qu'Hydro-Québec exerce un pouvoir indu sur le marché, elle pourrait s'en trouver exclue de ce marché. La seule protection est l'existence d'un véritable marché concurrentiel.

2. Une bourse québécoise de l'électricité

Le simple fait de permettre des transactions directes entre producteur et consommateur ne crée pas donc, en soi, un marché concurrentiel.²⁴ Par contre, permettre des échanges bilatéraux implique la déréglementation du prix de l'électricité brute, une étape déjà demandée par Hydro-Québec dans son mémoire sur la Loi 50. Comme dans d'autres régions, une telle déréglementation ne peut se faire avant qu'il existe un marché véritablement concurrentiel.

Comme nous l'avons vu dans notre survol de la restructuration dans différentes régions, la notion d'une bourse d'électricité représente la vision la plus « pure » d'un marché concurrentiel en électricité. Dans une telle bourse, différents producteurs soumettent des offres pour chaque demi-heure de chaque journée, laissant à la bourse la responsabilité de déterminer, sur une base économique, qui serait appelé à produire à chaque moment. C'est d'ailleurs ce modèle qui est déjà en marche en Alberta, et qui a été retenu par la Commission MacDonald dans ses recommandations pour l'Ontario.

Or, même avec la plus grande floraison possible du secteur des producteurs privés, la taille d'HQ-Production lui donne un pouvoir sur le marché qui demeurera incontournable. Cette prédominance permettrait à HQ-Production de contrôler les prix sur la bourse, en manipulant les prix et les quantités d'énergie qu'elle y offre, au détriment de ses concurrents et des consommateurs. Si le but est de créer un marché d'électricité vraiment concurrentiel au Québec, il semble inévitable qu'HQ-Production devrait être scindée en plusieurs compagnies, comme l'a proposé la Commission MacDonald pour Ontario Hydro.

Pour des raisons pratiques, la Commission MacDonald a recommandé de garder toujours au sein d'une même entreprise des centrales hydroélectriques sur une même rivière. Or, on peut imaginer une bourse où les concurrents, à part Boralex, Hydroméga et Enron, seront La Grande, Manic, Saint-Maurice, Gentilly, etc. Chacun ferait ses offres, pour chaque demi-heure, à l'exploitant du système, qui décidera quelles centrales devront vendre combien d'énergie et à quel prix.

²⁴ Qui plus est, de tels échanges pourront créer des contraintes dans le réseau de transport qui auront pour effet d'exclure d'autres usagers ou d'augmenter leurs coûts.

Il faut néanmoins signaler que des problèmes de taille sont soulevés par l'adaptation d'un modèle de bourse conçu pour des réseaux surtout thermiques à un réseau presque entièrement hydraulique.²⁵ Les difficultés tournent autour des stratégies d'enchères. La bourse classique est structurée de manière à inciter chaque producteur à faire une offre au coût variable de sa production, soit le prix en-dessous duquel il préfère s'abstenir de produire. Cela fait en sorte que, à chaque moment, ce sont les producteurs dont les coûts variables sont les plus bas qui roulent, minimisant ainsi les coûts de production à court terme.

Ce système a aussi une autre conséquence importante : lorsque la demande augmente, des producteurs dont les coûts variables de production sont plus élevés sont également appelés à produire, avec la conséquence que le prix du marché augmente lui aussi. Cela crée le signal de prix qui incite les consommateurs à déplacer leur consommation hors pointe.

La difficulté vient du fait que le coût de production variable d'un producteur hydraulique est près de zéro, même durant dans les heures de pointe. Par contre, il existe une problématique propre à l'hydroélectricité, à savoir le choix entre soit produire un kilowattheure maintenant, soit le garder stocké dans le réservoir, qui ne trouve pas sa place dans cette bourse classique. Tout cela fait en sorte que, quoique des producteurs hydrauliques peuvent très facilement participer dans des bourses d'électricité, il y aura des modifications importantes à faire avant que ce modèle puisse être utilisé pour gérer un réseau hydraulique. De telles modifications dépassent largement la portée de ce document.

Une fois qu'il y aura un marché concurrentiel d'électricité, avec un prix du kilowattheure qui varie en fonction de l'offre et de la demande, les importations et exportations deviennent une partie intégrante de son fonctionnement, comme elles le sont déjà en Alberta. Si le prix du marché à la bourse de New York semble plus élevé, par exemple, les producteurs offriront leur énergie là-bas plutôt qu'ici. De la même façon, si les prix sont plus élevés ici, des producteurs étrangers offriront leur énergie chez nous. On voit clairement qu'avec cette structure, le Québec s'intègre au marché du Nord-Est américain d'électricité. Comme dans tout marché, les prix auront tendance à s'équilibrer d'une région à l'autre, en tenant compte des coûts et contraintes de transport. Étant donné que les coûts moyens de la production de centrales déjà existantes au Québec sont plus bas que ceux des régions voisines, il semble logique de croire que le résultat de notre intégration dans ce marché serait une baisse des prix ailleurs et une hausse ici.

Enfin, soulignons que la création d'une bourse québécoise de l'électricité serait entièrement compatible avec l'implantation d'un prélèvement relatif aux biens publics (« *public goods charge* »), tel que discuté plus haut, pour atténuer les impacts d'une telle restructuration sur l'efficacité énergétique (voir Document thématique n° 2) et sur les acquis de la PIR. Elle permettrait également l'utilisation de systèmes de

²⁵ Le fait que le Complexe La Grande dessert à lui seul la moitié des besoins du Québec pose encore un grand problème de pouvoir sur le marché.

quotes-parts ou de permis échangeables, afin d'assurer, au plus bas coût possible, le développement de nouvelles filières (voir Document thématique n° 3).

E. Les implications de la mise en place d'un marché concurrentiel d'électricité au Québec

Avant de se lancer dans une forme ou une autre de restructuration du marché d'électricité, l'on devrait évaluer les conséquences sur plusieurs aspects — soit d'ordre économique (le prix de l'électricité au Québec, ainsi que la compétitivité de l'électricité et des industries québécoises sur des marchés internationaux), soit ceux qui touchent les biens publics, dont l'environnement, l'accès à des mesures d'efficacité énergétique qui sont rentables pour la société québécoise, le développement des nouvelles filières renouvelables et l'intégration des valeurs sociales à la prise de décision en matière d'énergie.

1. Les aspects économiques

a. Les coûts d'électricité

Pour bien comprendre les conséquences d'une éventuelle déréglementation sur les prix de l'électricité disponibles aux consommateurs québécois ainsi que sur la position concurrentielle d'Hydro-Québec dans les marchés d'exportation, il faut d'abord réfléchir sur la structure des coûts d'électricité au Québec.

À la base de la restructuration est la désagrégation (« *unbundling* ») des tarifs d'électricité. Au lieu de payer un tarif unique, qui inclut tous les éléments de fourniture d'électricité, les tarifs seront divisés en plusieurs éléments, dont l'énergie brute, le transport, la distribution et même d'autres volets, tels les services à la clientèle, la facturation, etc.

Les expériences récentes aux États-Unis touchant l'ouverture des marchés au détail nous donnent une certaine perspective sur les tarifs désagrégés. Le tableau suivant est tiré d'une facture résidentielle réelle d'électricité au New-Hampshire, avec une consommation de 801 kWh :

	unités	taux (\$ US)	total
frais de comptage	1	0.00389	9.16
frais de transport	801	0.01900	3.12
frais de distribution	801	0.02979	15.22
programme d'acquisition	801	0.02869	20.79
frais pour des coûts non économiques	280	0.04253	8.17
	800	0.04598	34.39
	1	0.04898	0.05
crédit pour participation dans le projet pilote	1	-0.01480	-11.85
frais pour l'énergie	801	0.03110	24.91
TOTAL			\$103.95

Source : *New York Times*, 1 février 1997

Notons que l'énergie joue un rôle assez mineur dans le tarif complet — moins de 25 % de la facture totale. Cela risque d'être vrai également au Québec, mais probablement dans une moindre mesure. (Si l'on enlève les frais pour les coûts non économiques, reliés surtout aux centrales nucléaires, l'énergie compterait pour 39 % de la facture.) Hydro-Québec n'a pas voulu dévoiler à la Commission la ventilation des composantes de ses propres tarifs, ces informations étant traitées comme confidentielles, mais on peut en faire des estimations aux fins d'une discussion.

Maintenant qu'Hydro-Québec a établi dans le Règlement 652 le prix du transport d'électricité, et présumant que ce tarif reflète le véritable coût de ce service (avec une marge bénéficiaire), il devient possible de faire une estimation très approximative de la composante énergie dans les tarifs d'Hydro-Québec.

Prenons le tarif industriel, qui était en moyenne 3,45 ¢ le kWh en 1995. En utilisant le prix du transport sur une base annuelle, ajusté pour le facteur d'utilisation moyen du secteur industriel, on obtient un prix de transport d'environ 1 ¢ par kWh. Les coûts de distribution étant minimes pour ce secteur, la valeur moyenne d'un kWh d'énergie brute vendue au secteur industriel en 1995 serait donc environ 2,2 ¢.

Cette valeur est évidemment un moyen, incluant les quantités d'énergie de pointe et hors pointe utilisées par un client industriel moyen. Quelle valeur additionnelle devrait-on donner à l'énergie de pointe ? Il y a plusieurs façons d'y répondre. Les analyses traditionnelles d'Hydro-Québec à cet égard sont complexes, se basant sur les coûts de différents types d'équipements. Si, par contre, l'on se base sur les coûts comptables des équipements actuellement utilisés à différents moments, il faut admettre qu'il n'y a aucune différence, ou presque. Surtout maintenant, avec les 3 000 mégawatts de surplus de capacité d'Hydro-

Québec, les kilowattheures de pointe sont fournis avec exactement le même équipement que les kilowattheures hors pointe, c'est-à-dire le parc d'équipement hydraulique existant.²⁶

Vue de cette façon, la valeur de 2,2 ¢ du kWh est une moyenne non entre les périodes de pointe et hors pointe, mais des différentes centrales qui composent le parc d'équipement. Si chaque centrale était la propriété d'une compagnie distincte, l'on pourrait facilement déterminer le coût comptable d'un kilowattheure qu'elle produit. Avec l'amortissement graduel de la centrale, ce coût diminuera au fil des ans, faisant en sorte qu'un kWh d'une ancienne centrale comme Beauharnois aura un coût comptable par kWh beaucoup moins grand qu'un kWh d'une centrale nouvelle comme Brisay. Cependant, à l'intérieur d'une même centrale, il n'y a pas de véritable différence de coût comptable entre un kWh à la pointe et hors pointe.²⁷

b. La rentabilité du marché d'exportations

Si le coût de production moyen d'un kilowattheure dans le parc hydraulique d'Hydro-Québec est de 2,2 ¢, il faut évidemment obtenir un prix moyen plus élevé pour que les ventes soient rentables. Mais il faut aussi couvrir le coût de transport jusqu'à la frontière d'environ 1 ¢ du kWh (selon le règlement 652²⁸), ce qui donne un barre de rentabilité à la frontière d'au moins 3,2 cents, en moyenne.

Or, le prix du marché du kilowattheure aux États-Unis aujourd'hui est bien en deçà de cette valeur. Le prix moyen de vente à court terme en exportation pour la même année était de 2,35 ¢ du kWh, transport inclus, ou environ 1,35 ¢ du kWh d'énergie brute. Dans certaines conditions, il pourrait s'avérer souhaitable de vendre à un prix moindre que le coût moyen de fourniture (par exemple, s'il y a danger de devoir déverser de l'eau), mais autrement, ces ventes risquent d'être préjudiciables aux intérêts des consommateurs réguliers du Québec.

Évidemment, les prix des autres marchés sont plus élevés que ceux du marché « spot ». Néanmoins, il faut reconnaître qu'avec la restructuration des marchés, l'importance des marchés à court terme risque de

²⁶ Lorsqu'on vend l'électricité en exportation, sa valeur se fonde sur les prix du marché dans le réseau de l'acheteur. Si la vente se fait à la pointe là-bas, le prix de vente est évidemment plus élevé. Cependant, on ne peut pas utiliser cet outil pour déterminer la valeur d'un kilowattheure à la pointe au Québec, pour la simple raison qu'il n'existe pas encore un marché concurrentiel d'électricité ici.

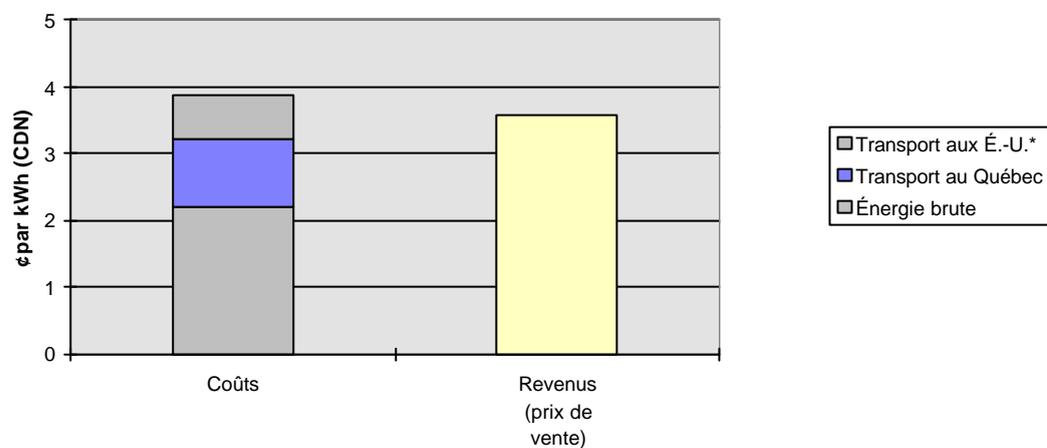
²⁷ Trouver une façon d'intégrer les investissements en équipement hydraulique de puissance dans le prix du kilowattheure brut serait l'un des plus grands défis à surmonter au moment d'élaborer un mécanisme de marché propre pour le Québec.

²⁸ Selon ce règlement, le prix de 0,8 ¢ du kWh n'est disponible que sur une base annuelle. Pour des charges non fermes, ce prix augmente jusqu'à 1,6 ¢ du kWh.

s'accroître. Par exemple, le contrat d'exportation qui lie Hydro-Québec et Con Ed pour les années 1999 à 2004 ne fixe pas les prix de vente, qui seront négociés à chaque année suivant les prix du marché.²⁹

Même pour les marchés au détail, les prix sont modestes, quoique plus élevés que sur le marché *spot*. Dans le projet pilote de transit au détail du New Hampshire, par exemple, Green Mountain Energy Partners (dont Hydro-Québec est partenaire) vend de l'énergie d'Hydro-Québec à environ 3,5 ¢(CDN) du kWh.³⁰ Ce prix ne semble pas assurer une véritable rentabilité, si nos hypothèses sont exacts, comme on peut le voir dans le prochain graphique.

Coûts et bénéfices des exportations au détail aux É.-U.



* Les données présentées ici ne sont que des approximations. Coûts en énergie basés sur l'analyse présentée à la page 36; coûts de transport au Québec basés sur le règlement 652 d'Hydro-Québec; coûts de transport aux États-Unis basés sur les prix les plus récents affichés par la NYPA; revenus basés sur les prix de vente de l'affilié d'Hydro-Québec (Green Mountain Energy Partners) dans le cadre du projet pilote au New Hampshire. Soulignons par ailleurs que le président d'Hydro-Québec, M. André Caillé, a récemment identifié 3,5 ¢ comme étant le prix de marché prévu par Hydro-Québec.

Ce prix est encore moins adéquat s'il faut couvrir le coût marginal de production (c'est-à-dire le coût économique de la prochaine centrale d'Hydro-Québec, au-delà de 4 ¢ du kWh) plutôt que le coût moyen. Si l'on songe à des ventes qui nécessiteront la construction de nouveaux équipements, c'est ce coût marginal qui importe.

²⁹ Hydro-Québec, communiqué de presse, « Consolidated Edison achète un bloc de 400 MW de puissance garantie », 13 décembre 1995.

³⁰ L'énergie d'Hydro-Québec était offerte aux consommateurs du New Hampshire dans le cadre de ce projet pilote à un prix de 2,6 ¢(U.S.) du kWh, selon Energy Online du 11 septembre 1996.

Serait-il rentable de construire de nouvelles centrales pour desservir ces nouveaux marchés d'exportation ? Tout dépend du prix du marché à l'avenir, et les variables sont trop nombreuses pour permettre l'élaboration de prévisions crédibles à long terme, surtout lorsque la restructuration des marchés n'est pas encore arrêtée.

Pour le moment, les prix sur les marchés déréglementés aux États-Unis sont faibles, en raison surtout de l'existence d'un surplus de puissance et du faible prix du gaz naturel. On peut peut-être s'attendre à ce que ces prix augmentent graduellement, mais rien ne porte à croire que cette augmentation sera très sensible. Dans une entrevue publiée dans *Le Soleil* le 27 février de cette année, M. André Caillé a fait état des prévisions au sein de la société d'État de l'ordre de 3,5 ¢ le kWh.

Il ressort de ces réflexions qu'il importe de bien analyser les risques qui se rattachent à une telle stratégie. Hydro-Québec est chanceuse de figurer parmi les services publics qui sont le moins susceptibles de devoir radier des investissements non économiques. L'évolution du prix de l'électricité dans les trente dernières années a été très favorable à Hydro-Québec, même si la chute des prix dans les cinq dernières années lui a fait mal. Ayant évité dans les dernières décennies les catastrophes qui ont touché grand nombre de services publics, il serait dommage de tout miser sur une telle stratégie, sans prendre les précautions qui s'imposent.

c. Des mécanismes pour protéger les acquis des consommateurs québécois

L'autre enjeu clé de la restructuration est l'impact sur les prix d'énergie pour les consommateurs québécois. Nous avons déjà soulevé le danger que l'intégration du marché québécois de l'électricité dans celui du Nord-Est américain fasse grimper les prix au Québec. La dynamique précise que cela pourrait prendre dépend du modèle de marché qui serait retenu, mais un tel effet demeure presque inévitable, si aucune mesure n'est prise pour protéger l'intérêt des Québécois dans les centrales existantes.

Pour ce faire, une variante du mécanisme déjà utilisé en Alberta pourrait s'avérer appropriée. (La variante précise dépendra du modèle de marché qui est retenu.) Dans sa forme la plus simple, il pourrait être une série de contrats à long terme entre les anciennes centrales et la compagnie HQ-Distribution. Cela ferait en sorte que les consommateurs desservis par cette compagnie — c'est-à-dire les Québécois — auraient le droit d'acheter la production complète des anciennes centrales à leur coût comptable de production, comme on le fait aujourd'hui. En effet, si on payait des tarifs qui ne reflétaient que les coûts des centrales les plus récentes, les prix d'électricité seraient beaucoup plus élevés qu'ils ne le sont actuellement. N'importe quel modèle de restructuration qui fait en sorte que chaque kilowattheure peut se vendre au prix du marché aurait ce même effet, à moins qu'un tel mécanisme ne soit invoqué pour protéger les droits acquis des consommateurs québécois.

2. Les acquis de la PIR

Comme nous l'avons vu dans la première partie de ce document, la mise en place d'un marché concurrentiel remet inévitablement en question certains acquis de la PIR, tels le traitement sur un même pied d'égalité des ressources du côté de la demande avec celles du côté de l'offre, l'internalisation des externalités dans le processus décisionnel, l'appui au développement des nouvelles filières renouvelables et la recherche-développement. Cela est d'autant plus vrai au Québec, où la HR ne s'est pas encore concrétisée.

Quels seront les impacts des différentes structures de marché au Québec sur ces enjeux ? Le grand nombre de variables et de variantes rend difficile toute généralisation. Néanmoins, on peut tenter une réponse préliminaire.

La mise en place d'un système de libre accès aux réseaux de transport pour le marché du gros ne pose pas de grandes difficultés en ce qui concerne l'efficacité énergétique et les autres acquis de la PIR. En effet, il s'agit du système déjà établi par le règlement 652, si l'on ajoute la possibilité que les distributeurs autres qu'Hydro-Québec puissent acheter également d'autres fournisseurs sur le marché du gros.

Dans le cadre d'un tel système, les obligations d'Hydro-Québec (en tant que distributeur d'électricité) de soumettre un plan de ressources devant la Régie de l'énergie font en sorte que les grands objectifs de la PIR ne peuvent pas être écartés. Qui plus est, les pouvoirs de la Régie en vertu de l'article 73 de la loi 50 concernant la construction d'immeubles voués à la production d'électricité et aux exportations ne font que renforcer ces obligations. Cela demeure vrai même si Hydro-Québec serait scindée un jour en compagnies distinctes de production, transport et distribution.

Si, par contre, l'accès aux marchés concurrentiels au niveau du détail est envisagé, cela risque de sérieusement ébranler les structures récemment créées en vue d'implanter la PIR au Québec. Comme nous l'avons vu, tout système d'accès au niveau du détail, que ce soit par le biais d'une bourse, des échanges bilatéraux ou d'un système hybride entre les deux, est fondamentalement incompatible avec la PIR.

Ce point a d'ailleurs été relevé par M. Richard Drouin, alors p.-d.g. d'Hydro-Québec, devant cette Commission en mars 1995 :

« ... de tels ouvertures ... [de marché] font prendre un certain recul à tout le concept de la planification intégrée des ressources, parce que, là, c'est des lois du marché, et seulement les lois du marché, qui jouent. Et, si vous regardez ce qui [se] passe en Angleterre, la planification intégrée des ressources a pris le bord ça fait déjà belle lurette. Donc, est-ce tout ça est bon, est-ce tout ça est très intéressant pour notre société ? Je serais porté à poser beaucoup de questions avant qu'on finalise un dossier là-dessus, parce que la

préoccupation, c'est le client, au bout de la ligne et, qu'est-ce qu'il y a pour le client dans tout ça ? Il y en a peut-être pour les actionnaires de la compagnie. Il y en a peut-être pour, bon, les gouvernements. Mais, au bout de la ligne, c'est qui, qui en bénéficie de tout ça et qui va avoir un tarif moins élevé qu'il avait auparavant ? (...) Parce que si c'est pour niveler les tarifs, peut-être qu'on pourrait être perdant. »³¹

En effet, l'accès au détail pose de nombreuses problèmes à l'égard des prix d'énergie et aussi des acquis de la PIR. Or, comme nous l'avons souligné dans les sections antérieures de ce document, il existe un grand nombre de mécanismes auxquels on pourrait faire appel pour atténuer ces difficultés. Par exemple, pour s'assurer que les bénéfices économiques du parc existant d'Hydro-Québec demeurent un bénéfice pour les consommateurs québécois, il pourrait avoir lieu de créer des mécanismes contractuels entre les unités de production et de distribution d'Hydro-Québec, ou des compagnies qui lui succéderont.

Plusieurs autres mécanismes ont été présentés dans cette même section, chacun visant un aspect particulier de la problématique des « *stranded benefits* », soit des bénéfices sociaux reliés à la PIR qui seraient menacés par un système de concurrence au détail. Pour garantir que les objectifs en matière d'efficacité énergétique énoncés dans la nouvelle politique énergétique du Québec soient réalisés (voir Document thématique n° 2), la meilleure solution pourrait bien être l'application d'un prélèvement relatif aux biens publics, tel que discuté à la page 21 ci-dessus. Ce mécanisme est aussi le plus approprié pour s'assurer que des fonds continuent d'être disponibles pour la recherche et le développement.

Pour ce qui est des nouvelles filières renouvelables, les mécanismes les plus appropriés sont les quotes-parts ou la mise en place d'un marché de permis échangeables pour garantir un minimum d'énergie renouvelable dans le portefeuille des ressources de chaque distributeur. Pour tenir compte adéquatement des externalités des filières thermiques, les systèmes de permis échangeables sont indiqués, surtout pour les NO_x et les gaz à effet de serre. Finalement, pour s'assurer que les externalités de l'hydroélectricité sont internalisées à un niveau comparable avec les autres filières, les droits payables pour l'utilisation des forces hydrauliques pourraient être révisés périodiquement.

Évidemment, toute décision concernant ces mécanismes devrait être éclairée par un examen rigoureux des choix et des options. Cela est d'autant plus vrai pour le choix de modèle de marché à favoriser. En réalité, les questions entourant ces choix sont beaucoup plus complexes que celles que nous avons soulevées ici. Les expériences dans les différents États démontrent que la restructuration du système d'électricité est l'une des réformes les plus complexes qu'une société puisse entreprendre.

³¹ Assemblée nationale, Commission de l'économie et du travail, 22 mars 1995, p. R-922-CET, version non révisée.