



OUVERTURE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Options, impératifs d'une réelle concurrence et conséquences pour les prix

Préparé par

Philip RAPHALS

Philippe DUNSKY

Centre Hélios

Pour

Option Consommateurs

le 1^{er} octobre 1997



Option
Consommateurs
(anciennement
l'ACEF-Centre) est
une association sans
but lucratif vouée à
la défense et à la
promotion des
intérêts des
consommateurs.

Option
consommateurs
publie la revue
Consommation, offre
des cours
budgétaires et des
services juridiques,
initie des enquêtes
et intente des
recours collectifs,
entre autres.

En matière
d'énergie, Option
Consommateurs
offre des services
d'efficacité
énergétique aux
ménages à faible
revenu, en plus de
défendre les intérêts
des consommateurs
résidentiels devant
la Régie de
l'énergie.



CITATION SUGGÉRÉE

RAPHALS, Philip et DUNSKY, Philippe (Centre Hélios). 1997. *Ouverture des marchés de l'électricité au Québec — Options, impératifs d'une réelle concurrence et conséquences pour les prix.* (Montréal : Option Consommateurs). Octobre 1997, 86 pages.

RÉDACTION

Centre Hélios
326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) H2T 1J2
Téléphone : 514. 849. 7900
Télécopieur : 514. 849. 6357
Cour. élec. : sec@centrehelios.org
www.centrehelios.org

ÉDITION

Option Consommateurs
2120, Sherbrooke Est
Bureau 604
Montréal (Québec) H2K 1C3
Téléphone : 514. 598. 7288
Télécopieur : 514. 598. 8511
Cour. élec. : info@option-consommateurs.org
Site Web : www.option-consommateurs.org

DÉPÔT

Dépôt légal — 3^e trimestre 1997
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada
ISBN : 2-921588-17-X

2^e IMPRESSION

**Note : cette version contient
quelques révisions mineures**

CITATIONS

Avec mention de la source

© Option Consommateurs 1997



Le Centre Hélios
est une société
indépendante vouée
à la recherche en
matière d'énergie et
d'environnement.

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.



SOMMAIRE

I. Mise en contexte : la restructuration aux États-Unis et au Québec

Depuis quelque temps, le Québec songe à ouvrir ses marchés de l'électricité à une plus grande concurrence. Toutefois, les raisons qui l'amènent à cette réflexion diffèrent grandement de celles qui ont poussé d'autres régions du monde, et notamment nos voisins du sud, les États-Unis, à envisager de pareils changements.

1. Étapes américaines vers un marché concurrentiel

Aux États-Unis, le mouvement en faveur d'une ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence se déroule, de diverses façons, depuis deux décennies. En 1996, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a rendu sa fameuse ordonnance 888 (suivie des ordonnances 889 et 888a), complétant ainsi la Energy Policy Act (EPAAct) de 1992 et la Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) de 1978, en obligeant tout service public sous sa compétence à proposer, faire approuver et appliquer des tarifs publiés pour le transport d'électricité, sans aucune discrimination en fonction de l'utilisateur des lignes. Du même coup, une série d'autres mécanismes cherchant à créer un marché du gros véritablement concurrentiel ont été développés. Depuis plus d'un an, l'avènement de la concurrence sur les marchés du gros est donc devenu, à toutes fins pratiques, une réalité.

De plus, et dans ce contexte d'ouverture du marché du gros, des producteurs privés et grands consommateurs, notamment, ont réclamé la mise sur pied d'un marché d'accès au détail, dans lequel ils pourraient passer des contrats directement entre eux pour l'achat et la vente de l'électricité.

2. Étapes québécoises

Le chemin suivi par le Québec par rapport à l'ouverture des marchés de l'électricité est très différent de celui de son voisin du sud. L'ouverture du marché du gros n'a débutée que cette année, avec le règlement 659 établissant entre autres des tarifs non discriminatoires pour l'accès aux lignes de transport. Ces premiers balbutiements se sont réalisés en réaction aux exigences de la FERC en matière de réciprocité, et sans aucun débat public. Quant à l'ouverture du marché au détail, la question n'a jamais fait au Québec l'objet d'une réflexion approfondie.

3. Raisons d'être

Aux États-Unis, le mouvement s'est fait dans un contexte bien précis, soit de coûts marginaux décroissants (nouvelles centrales coûtant moins cher que les parcs moyens), d'importants différentiels de prix entre États et d'une pression jumelée des producteurs indépendants et des grands consommateurs, surtout industriels, qui voulaient obtenir le droit d'échanger directement entre eux. En somme, c'est l'objectif de minimiser les coûts aux consommateurs qui a largement mené aux choix visant une plus grande concurrence dans le secteur de l'électricité aux États-Unis.

En contrepartie, les mouvements récents du Québec en cette matière n'ont pas les mêmes raisons d'être. D'abord, les coûts marginaux au Québec sont toujours croissants et, même s'ils se stabilisaient, les coûts des nouvelles centrales demeureraient fort probablement supérieurs à ceux du parc moyen hydro-québécois. De plus, la politique d'uniformité tarifaire appliquée presque partout dans la province depuis la nationalisation d'Hydro-Québec en 1963 fait en sorte que les différentiels de prix entre régions n'existent pratiquement pas. Aussi, les prix avantageux dont bénéficient les consommateurs québécois vis-à-vis de leurs voisins américains et canadiens contrastent également avec le mouvement américain, qui a commencé dans les États les plus défavorisés, pour ce qui est des prix d'électricité, par rapport aux États avoisinants. Enfin, la structure de prix marginaux croissants mentionnée auparavant explique également le manque de pressions venant de producteurs indépendants (d'ailleurs peu nombreux au Québec) ou de consommateurs québécois envers un marché plus concurrentiel et un accès direct par échanges bilatéraux.

Alors que les États américains à l'origine des changements décrits précédemment visaient des réductions de prix de l'électricité, l'objectif visé par les ténors d'une telle concurrence au Québec est tout autre : il s'agit de répondre aux conditions de réciprocité exigées par les États-Unis afin de permettre la continuité, voire le renforcement, des exportations québécoises.

II. Modèles de marché et impératifs de concurrence

Plusieurs modèles « génériques » de marchés de l'électricité peuvent être envisagés. À un extrême, on trouve le monopole traditionnel, où une même compagnie est responsable de toute la production, le transport et la distribution sur un territoire donné. Dans une autre structure, dite « monopsonne », le service public ne détient plus le monopole de la production, mais demeure l'unique acheteur de l'électricité. Cette structure — qui est celle d'Hydro-Québec aujourd'hui — permet un certain niveau de concurrence, quoique sévèrement limitée dans la mesure où elle dépend entièrement de la volonté du service public.

Au-delà des options de monopole traditionnel ou de monopsonne récent, l'introduction dans les marchés de l'électricité d'une concurrence plus poussée peut se faire de plusieurs façons et par plusieurs moyens.

1. Concurrence au gros

Le premier niveau d'accès à la concurrence réside dans le marché du gros. Pour ce faire, deux principes doivent être respectés, voire imposés par les instances réglementaires. Il s'agit d'abord de **l'accès non discriminatoire aux lignes de transport par des tiers**, ce qui implique une série de mesures essentielles — la publication de tarifs non discriminatoires, le choix de structures tarifaires pour le transport qui ne favorisent pas indûment un producteur par rapport à un autre, la séparation « verticale » des unités de production, de transport et de distribution (et parfois de facturation et de relevé des compteurs) des services publics traditionnels et l'indépendance de la gestion du réseau — qui sont toutes nécessaires pour garantir qu'un marché réellement concurrentiel pourrait remplacer adéquatement la réglementation de la production dans son rôle de protection des consommateurs contre des abus monopolistiques. Ces choix peuvent mener à des modifications substantielles de la structure de marché autrement en vigueur, et nécessitent souvent la création de nouveaux organismes et la « reréglementation » de plusieurs éléments nouveaux.

Le deuxième élément essentiel pour créer un marché concurrentiel au niveau du gros est l'assurance qu'aucun joueur ne pourra exercer, de par sa taille ou la configuration de son réseau de production, un **pouvoir de marché** lui permettant d'influer indûment sur les prix. Les mesures visant à éviter l'exercice d'un tel pouvoir de marché varient suivant des particularités locales, mais peuvent inclure la séparation horizontale des unités de production appartenant au service public, soit sur une base fonctionnelle — divisions distinctes à l'intérieur d'une même entreprise —, soit sur une base corporative (en compagnies distinctes), et par d'autres moyens lorsqu'ils sont appropriés.

2. Concurrence au détail

Tout comme le niveau d'accès à un marché concurrentiel peut se limiter aux clients de gros (revendeurs), il peut également s'étendre au détail (usagers finaux). Outre les impératifs de la concurrence, d'autres choix touchent plus précisément un marché accessible aux usagers finaux. L'accès à un tel marché peut être ouvert à tous les consommateurs ou limité à certaines catégories. Dans certaines régions du continent, et pour une période transitoire seulement, on a favorisé un accès limité aux grands consommateurs industriels, ou encore aux consommateurs voulant acheter un pourcentage minimum de producteurs utilisant des sources renouvelables et environnementalement acceptables. Néanmoins, la tendance actuelle penche

beaucoup plus vers un accès égal, indépendamment de catégories de consommateurs ou d'autres variables particulières.

Enfin, tout comme pour le marché du gros, les échanges sur le marché du détail peuvent se faire, selon la structure choisie, de façon bilatérale, par le biais d'une bourse obligatoire, ou encore par les deux (bourse «flexible»). De multiples bourses indépendantes et privées peuvent également se créer dans un tel marché, ajoutant ainsi aux options disponibles.

III. Options pour le Québec

Au Québec comme ailleurs, différentes structures de marché peuvent être appliquées dans le secteur de l'électricité. Toutefois, les particularités du réseau de production et de transport d'Hydro-Québec nécessitent des moyens précis et parfois novateurs afin d'assurer que le niveau de concurrence sera suffisant pour protéger les consommateurs.

1. Réglementation continue de la production

Le premier modèle de marché que le Québec pourrait choisir, du moins en théorie, est celui qui fut en vigueur jusqu'au 1^{er} mai 1997, soit au moment de la mise en vigueur du règlement 659 établissant des tarifs publiés pour les services de transport offerts aux tiers. Le deuxième modèle est celui qui est présentement en vigueur, soit une ouverture très limitée au marché du gros.

Ce deuxième modèle, tel que présentement en vigueur, n'offre pas toutefois un niveau de concurrence suffisant pour permettre la déréglementation de la production — notamment parce que le pouvoir de marché d'Hydro-Québec, grâce à la fois à son intégration verticale et à la taille et l'intégration horizontale de ses centrales électriques, permet à la société d'État d'exercer un pouvoir de marché qui, selon tous les critères généralement acceptés, pourrait mener à une influence induite sur les prix d'électricité. Au-delà du pouvoir de discrimination et du pouvoir de marché d'Hydro-Québec pour son propre marché (97 % du marché québécois), la concurrence dans les marchés détenus par les distributeurs municipaux et un distributeur privé, qui représentent 3 % du marché total au Québec, est également sévèrement limitée. Ces limitations s'expliquent d'une part par le pouvoir de marché que détient Hydro-Québec dans la production et, d'autre part, par les limites imposées par le gouvernement (décret 618-97) en ce qui a trait au choix de fournisseurs auxquels ces distributeurs ont accès, qui exclut notamment les producteurs québécois.

2. Concurrence réelle sur le marché du gros

Une troisième option pour le Québec serait d'ouvrir réellement ses marchés du gros à la concurrence. Pour ce faire, le pouvoir de discrimination d'Hydro-Québec devrait d'abord être atténué, notamment par une séparation verticale de l'ensemble de ses fonctions (principalement la production, le transport et la distribution). Par ailleurs, et pour une série de raisons, il est possible qu'une séparation corporative soit nécessaire à cet égard, donnant lieu à des entreprises distinctes pour ces trois fonctions.

De plus, le pouvoir de marché d'Hydro-Québec devrait également être atténué afin de permettre une concurrence suffisamment robuste pour remplacer la réglementation adoptée en vue de protéger les consommateurs. L'approche la plus souvent utilisée à cet égard est la séparation horizontale, c'est-à-dire la séparation des unités de production soit en plusieurs divisions distinctes d'Hydro-Québec, chacune ayant ses propres livres financiers (séparation fonctionnelle), soit en plusieurs compagnies distinctes (séparation corporative). Toutefois, les particularités du réseau de production d'Hydro-Québec font en sorte qu'une telle approche ne saurait être, à elle seule, suffisante pour éliminer ou presque son pouvoir de marché.

Le réseau de production d'Hydro-Québec est particulier grâce à l'existence de plusieurs mégacomplexes hydroélectriques — notamment le complexe La Grande — qui répondent à une très grande partie des besoins du Québec en électricité. À lui seul, La Grande compte pour près de 35 % de toute l'électricité pouvant circuler au Québec, en incluant toutes les importations potentielles d'électricité. Ces parts de marché dépassent largement les limites généralement acceptées afin d'identifier un pouvoir de marché dans la production (environ 20 %). Ainsi, la séparation horizontale des complexes d'Hydro-Québec serait vraisemblablement insuffisante dans la mesure où certains complexes détiendraient toujours des pouvoirs de marché potentiellement abusifs.

À ce problème propre au Québec, des solutions originales doivent être imaginées. Notamment, un **contrat à long terme** pour la vente de toute la production des trois plus importants complexes d'Hydro-Québec (La Grande, Manic-Outardes et Churchill Falls) aux distributeurs québécois sur la base de leurs coûts comptables permettrait en pratique de « sortir » ces complexes du marché concurrentiel. Si un tel contrat (que nous appellerons **contrat LGMC**) était jumelé avec la séparation horizontale des autres complexes et centrales d'Hydro-Québec, de même qu'avec une séparation verticale de ses autres fonctions, un marché réellement concurrentiel pourrait jouer son rôle à l'égard des consommateurs. Toutefois, cette concurrence ne s'appliquerait, présentement, qu'à environ 15 % des besoins québécois, le contrat LGMC étant à lui seul en mesure de répondre à quelque 85 % de la demande interne du Québec.

À ces considérations s'en ajoutent d'autres, touchant notamment la structure de tarification du transport (qui, présentement, n'est probablement pas équitable pour l'ensemble des joueurs dans le marché), les règles en matière de financement de nouvelles lignes de transport, le cas échéant, et les impacts d'une municipalisation accrue de la distribution, que cette structure pourrait privilégier.

3. Concurrence réelle sur le marché du détail

L'établissement au Québec d'un marché concurrentiel avec accès au détail nécessiterait les mêmes modifications que pour un marché limité au gros. Ainsi, la séparation verticale et horizontale de l'ensemble des actifs d'Hydro-Québec (autres que les complexes La Grande, Manic-Outardes et Churchill) devrait être jumelée à un contrat à long terme liant ces trois grands complexes avec les distributeurs d'électricité.

La mise en place d'un contrat LGMC qui alimenterait l'offre standard serait en effet une protection importante advenant un tel changement, parce que cela assurerait que les clients qui restent avec Hydro-Québec peuvent bénéficier de la production la moins coûteuse au Québec. Par ailleurs, en vue d'adapter le contrat au contexte de l'accès au détail, une seule modification serait nécessaire : dans le cas où la demande pour l'offre standard s'avérerait inférieure à la production totale de ces complexes, et advenant l'impossibilité de stocker l'excédent dans leurs réservoirs multiannuels sans risque de déversement, le distributeur aurait alors le droit de vendre cet excédent sur le marché concurrentiel (y compris en exportation).

En raison des faibles coûts comptables de ces trois complexes hydroélectriques, il est peu probable que la demande pour l'offre standard serait inférieure à leur production. Néanmoins, la possibilité d'imprévis à cet égard requiert l'introduction de cette mesure de souplesse et de flexibilité au sein du contrat LGMC.

Soulignons enfin que si l'accès au détail peut en théorie s'appliquer sans changements aucuns à la structure actuelle, donc sans qu'on prenne les mesures nécessaires pour créer un marché véritablement concurrentiel, il est douteux qu'une telle ouverture rapporterait de grands bénéfices à ceux qui l'utilisent, en raison du très grand pouvoir de marché d'Hydro-Québec. Qui plus est, il serait impossible d'assurer qu'une telle ouverture ne porte pas préjudice aux autres clients d'Hydro-Québec, surtout dans un contexte de surplus de puissance comme il existe depuis plusieurs années.

4. Une bourse de l'électricité

Dans le cadre d'un marché concurrentiel, que l'accès soit limité au gros ou ouvert au détail, une bourse d'électricité pourrait également être créée afin d'optimiser les échanges. Une telle bourse québécoise pourrait être de nature flexible

(détournable) ou obligatoire. Dans les deux cas, l'exclusion des complexes LGMC, par le biais des contrats à long terme, serait nécessaire afin d'éviter l'exercice de pratiques abusives qui, par ailleurs, peuvent être particulièrement efficaces dans le cadre d'une bourse d'électricité.

La grande variabilité quotidienne, hebdomadaire et saisonnière des prix d'une bourse d'électricité offrirait à certains grands consommateurs québécois la possibilité de minimiser leurs coûts en déplaçant notamment leur consommation, tout comme des mécanismes financiers, tels que les contrats pour différences et les contrats à terme, pourraient être utilisés afin de gérer les risques associés à ces fluctuations. Cependant, des mécanismes supplémentaires, par exemple des frais de départ de l'offre standard, seraient nécessaires afin d'éviter que les choix de ces consommateurs ne se fassent pas au détriment des autres clients de l'offre standard. Enfin, d'autres mécanismes pourraient s'avérer nécessaires pour tenir compte des particularités d'une bourse dans un marché presque entièrement hydraulique.

IV. Le prix de l'électricité

Pour permettre une appréciation des conséquences possibles d'une restructuration du marché sur les prix de l'électricité au Québec, il faut d'abord « dégroupier » les tarifs dans leurs composantes de production (énergie), transport et distribution.

1. Le prix de l'énergie

L'impact d'une restructuration des marchés d'électricité au Québec se ferait sentir presque exclusivement dans les prix de l'énergie, la raison d'être d'une telle restructuration étant le remplacement des tarifs réglementés pour cette composante par les prix d'un marché concurrentiel. À titre indicatif, l'énergie compterait pour environ 2,6 cents (canadiens) du kilowattheure en moyenne dans les tarifs d'aujourd'hui. Cependant, le prix du marché à moyen terme se situerait probablement autour de 4 cents du kWh. Si ce prix devait remplacer ceux des tarifs actuels d'Hydro-Québec, cela augmenterait de façon importante le prix payé pour l'électricité par les consommateurs québécois. Un tel changement résulterait également en des profits importants pour Hydro-Québec, lesquels seraient vraisemblablement retournés au gouvernement sous forme de dividendes.

Si le modèle de restructuration retenu impliquait l'ouverture du marché du détail aux contrats bilatéraux avec des producteurs, le distributeur devrait également faire une « offre standard » pour ceux qui ne veulent pas magasiner leur électricité. Les tarifs d'une telle offre standard seraient fixés suivant les mêmes modalités qu'un tarif réglementé selon les principes d'une base tarifaire.

Le niveau d'un tel tarif, comme de ceux de la structure actuelle, dépendrait en grande partie du traitement des exportations. À cet égard, les exportations peuvent se faire (1) à l'intérieur de l'entité réglementée, toute dépense et tout revenu s'intégrant dans la base tarifaire, ou (2) par une entité distincte, dont les dépenses et les revenus seraient tenus séparés de la base tarifaire. Ces options auraient pour effet de placer le risque des exportations soit chez les consommateurs, soit chez l'actionnaire, le gouvernement du Québec.

Dans les conditions actuelles, où les équipements marginaux ont des coûts comptables de plus que 4 ¢ du kWh et où les revenus marginaux d'exportation sont inférieurs à 2 ¢ du kWh (après les frais de transport), l'inclusion des revenus d'exportation et des coûts des équipements qui y servent dans la base tarifaire mène inévitablement à une pression à la hausse sur les tarifs.

Si, par contre, les exportations étaient gérées par une unité distincte, le consommateur réglementé serait protégé contre les risques liés à ces activités. Cette unité pourrait, d'une part, construire ses propres centrales — ce qui semble peu rentable, à moins de pouvoir le faire à un coût bien en dessous du « coût évité » d'Hydro-Québec — ou, d'autre part, acheter son énergie de l'entité réglementée. Si cette dernière la vendait à son *coût moyen*, cela représenterait un transfert de richesse des clients réglementés soit à l'entité non réglementée, si le prix de marché était plus élevé, soit aux consommateurs hors Québec, s'il ne l'était pas. Pour éviter un tel transfert, le prix de vente devrait être relié aux coûts des centrales les plus chères.

Par ailleurs, la mise en place d'un contrat à long terme LGMC permettrait dans une grande mesure de protéger les consommateurs québécois contre d'éventuelles hausses tarifaires dues à l'instauration d'un marché concurrentiel. Cependant, en garantissant aux Québécois toute l'énergie des centrales peu coûteuses, ce contrat pourrait avoir comme effet de réduire les exportations vers les marchés extérieurs.

Enfin, l'impact du départ potentiel de clients réglementés (surtout industriels) pourrait être important, mais seulement dans la mesure où il existe déjà un surplus de capacité de production. Autrement, tout départ contribuerait à réduire le besoin de nouveaux équipements, plus chers que la moyenne, et donc à réduire le coût pour les autres consommateurs.

Soulignons toutefois que ce problème potentiel pourrait disparaître advenant la mise en place d'un contrat à long terme LGMC. D'une part, les faibles coûts associés à ce contrat représenteraient un incitatif important pour tout consommateur de ne pas changer de fournisseurs. D'autre part, même si certains quittent l'offre standard, ces départs auraient pour effet de réduire la quantité d'énergie qu'HQ-Distribution aurait à acheter sur le marché concurrentiel à des prix plus élevés. Dans la mesure où d'éventuels départs se limitent à pas plus de 15 % du marché, ils auraient en

toute probabilité pour effet de réduire les coûts aux autres clients de l'offre standard.

2. La tarification du transport et de la distribution

En raison de l'importance de l'accès ouvert aux services de transport dans la mise en place d'un marché concurrentiel au niveau du gros, la tarification du transport est devenue un enjeu clé. La FERC, dans son ordonnance 888, détermine les modalités de l'accès aux services de transport, mais non les tarifs. Au Québec, c'est la Régie de l'énergie qui a la responsabilité de fixer les tarifs.

Le règlement 659, qui adopte les modalités de la FERC, précise également des tarifs de transport, sur une base « timbre-poste » — des tarifs invariables qui couvrent tout transport sur le territoire québécois, indépendamment de la distance. Le tarif varie cependant par rapport à la période pour laquelle la réservation est faite. Le tarif moyen, tous secteurs confondus, est environ 1,4 ¢ du kWh.

Des tarifs timbre-poste sont problématiques dans les réseaux comme celui du Québec, où il existe de longues lignes de transport qui ne servent qu'à intégrer certains équipements de production au réseau principal. Dans ce cas, un producteur qui ne requiert que quelques kilomètres de lignes pour transporter son électricité à la frontière doit en effet payer une part des lignes nordiques qui sont à l'usage exclusif d'Hydro-Québec. Dans une pareille situation, la British Columbia Utilities Commission a jugé que les lignes nordiques devraient être traitées comme des équipements de production pour les fins de la tarification du transport.

Outre les tarifs timbre-poste, il existe plusieurs approches de rechanges. Une qui pourrait être intéressante pour le Québec, en raison de sa simplicité et de son équité, serait un tarif *zonal*, avec trois zones de transport : Québec-Sud, Baie-James et Nord-Est. Chaque zone aurait ses propres livres comptables, sa propre base tarifaire et ses propres tarifs. Pour transporter l'énergie de la Baie-James jusqu'à Montréal, on paierait donc les tarifs de ces deux zones, tandis qu'un transit à l'intérieur de la zone Québec-Sud ne comporterait qu'un seul tarif. Soulignons également l'intérêt potentiel pour une deuxième option, soit la tarification double. Appliquée en Alberta depuis 1996, la tarification double permet l'application d'une tarification basée sur la distance pour les producteurs, ainsi que d'une tarification timbre-poste pour les consommateurs. De cette façon, un signal de prix est envoyé aux producteurs alors que l'uniformité tarifaire interrégionale est maintenue chez les consommateurs.

La structure retenue pour la tarification du transport ainsi que son niveau pourrait toucher les consommateurs québécois de différentes façons. Dans un premier temps, des tarifs de transport trop élevés tendraient évidemment à réduire l'utilisation du réseau de transport par des tiers. D'ailleurs tout transfert de coûts,

soit de la production vers le transport ou du transport vers la distribution, aurait des impacts inégaux sur les diverses catégories de consommateurs, qui utilisent ces services en proportions différentes.

L'autre enjeu touchant la tarification du transport concerne l'uniformité tarifaire au Québec. La logique même du mouvement de restructuration des marchés — qui se base en dernière analyse sur le principe d'efficacité économique — tend vers le principe d'utilisateur-payeur, et favorise donc des structures où une différence de coût de service se traduit toujours par une différence de prix.

Suivant cette même logique, dans la mesure où les coûts réels de service de transport pour les différentes régions du Québec ne sont pas les mêmes, il serait de plus en plus difficile de s'opposer à une tarification qui reflète ces différences. La même dynamique pourrait bien se faire sentir par rapport à la tarification de la distribution.

V. Conclusion

Les raisons qui sous-tendent le mouvement québécois en faveur d'une ouverture des marchés de l'électricité à une plus grande concurrence diffèrent beaucoup de celles qui prévalent aux États-Unis. Néanmoins, les défis demeurent les mêmes, soit d'assurer, par une série de mécanismes législatifs et réglementaires, qu'aucun producteur ne détient un pouvoir de marché dans la production, ni un pouvoir de discriminer par son contrôle de fonctions telles que le transport et la distribution. Sans quoi, le marché concurrentiel ne serait pas en mesure de remplacer la réglementation traditionnelle dans son rôle de protection des consommateurs.

Dans le contexte actuel au Québec, ces défis ne sont pas relevés. Des mécanismes spécifiques, dont la séparation verticale et horizontale des actifs d'Hydro-Québec – possiblement de façon corporative et même par la privatisation – de même qu'un contrat à long terme LGMC liant la production des grands complexes hydroélectriques aux distributeurs québécois (et, par le fait même, les retirant du marché concurrentiel), pourraient s'avérer nécessaires à cet égard. D'autres questions, concernant notamment les options de tarification du transport (présentement peu équitable) et de la distribution ainsi que la gestion du réseau, devront également faire l'objet de réflexions et d'analyses rigoureuses.

Les changements requis afin de mettre sur pied un marché véritablement concurrentiel au Québec sont donc de taille, voire sans précédent dans l'histoire des trente dernières années. Aussi, les mécanismes nécessaires pourraient avoir comme conséquence une réduction des exportations potentielles d'Hydro-Québec. Pour ces raisons, les transformations nécessaires pour créer un marché réellement

concurrentiel pourraient ne pas être acceptables ou même appropriées dans le contexte spécifique du Québec.

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| SOMMAIRE..... | I |
| AVANT-PROPOS..... | 1 |
| MANDAT..... | 1 |
| PORTÉE DE L'ÉTUDE..... | 1 |
| LIMITES DE L'ÉTUDE..... | 1 |
| <i>L'efficacité énergétique</i> | 2 |
| <i>Enjeux sociaux</i> | 2 |
| I. MISE EN CONTEXTE : LA RESTRUCTURATION AUX ÉTATS-UNIS ET AU QUÉBEC..... | 3 |
| A. INTRODUCTION..... | 3 |
| B. CONTEXTE AMÉRICAIN..... | 3 |
| C. CONTEXTE QUÉBÉCOIS..... | 6 |
| D. RAPPEL DES CONCORDANCES ET DISCORDANCES..... | 8 |
| II. MODÈLES DE MARCHÉ ET IMPÉRATIFS DE CONCURRENCE..... | 9 |
| A. MONOPOLE VERTICALEMENT INTÉGRÉ..... | 9 |
| B. CONCURRENCE DANS LE MARCHÉ DU GROS..... | 10 |
| 1. <i>Options d'accès au transport</i> | 11 |
| 2. <i>Conditions pour l'établissement d'un marché concurrentiel</i> | 12 |
| a) Principes généraux..... | 12 |
| b) Exigences de la FERC..... | 12 |
| 1) Accès non discriminatoire (pouvoir sur le transport)..... | 13 |
| 2) Statut de marchand (pouvoir sur les prix)..... | 14 |
| 3. <i>Gestion indépendante du réseau</i> | 15 |
| a) Gestion de l'utilisation du réseau..... | 15 |
| b) Gestion de l'aiguillage..... | 16 |
| C. CONCURRENCE DANS LE MARCHÉ DU DÉTAIL (CONTRATS BILATÉRAUX)..... | 16 |
| 1. <i>Accès limité ou illimité</i> | 17 |
| 2. <i>Intermédiaires et regroupements de consommateurs</i> | 17 |
| D. BOURSE D'ÉLECTRICITÉ..... | 18 |
| 1. <i>Bourse flexible ou obligatoire</i> | 21 |
| a) Bourse flexible..... | 21 |
| b) Bourse obligatoire..... | 22 |
| 2. <i>Bourses multiples</i> | 23 |
| III. OPTIONS POUR LE QUÉBEC..... | 24 |
| A. INTRODUCTION..... | 24 |
| B. LA SITUATION AVANT LE RÈGLEMENT 659..... | 24 |
| C. STATU QUO — OUVERTURE LIMITÉE DU MARCHÉ DE GROS..... | 25 |
| 1. <i>Concurrence pour les clients du distributeur Hydro-Québec</i> | 26 |
| 2. <i>Concurrence pour les distributeurs municipaux et privé</i> | 27 |
| D. OUVERTURE COMPLÈTE AU MARCHÉ DU GROS (ÉCHANGES BILATÉRAUX)..... | 28 |
| 1. <i>Mesures pour contrer un pouvoir de discrimination</i> | 29 |
| a) Séparation verticale fonctionnelle..... | 29 |
| b) Séparation verticale corporative..... | 31 |

| | | |
|------------|---|-----------|
| 2. | <i>Mesures pour contrer un pouvoir sur les prix de l'énergie</i> | 32 |
| a) | Séparation horizontale..... | 34 |
| b) | Contrat à long terme La Grande-Manic-Churchill (LGMC)..... | 36 |
| 3. | <i>Autres considérations</i> | 39 |
| E. | L'ACCÈS AU DÉTAIL (CONTRATS BILATÉRAUX)..... | 40 |
| F. | BOURSE DE L'ÉLECTRICITÉ DU QUÉBEC..... | 42 |
| 1. | <i>Obligatoire ou flexible</i> | 42 |
| 2. | <i>Niveaux d'accès</i> | 42 |
| a) | Avec concurrence au gros | 42 |
| b) | Avec concurrence au détail..... | 43 |
| 3. | <i>Variabilité des prix</i> | 44 |
| 4. | <i>Contraintes d'un marché concurrentiel</i> | 45 |
| a) | Pouvoir de marché d'Hydro-Québec sur les prix d'énergie..... | 45 |
| b) | Comportement du marché | 46 |
| IV. | LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ | 49 |
| A. | INTRODUCTION | 49 |
| 1. | <i>Le dégroupement (« unbundling ») des tarifs</i> | 49 |
| 2. | <i>Les tarifs actuels</i> | 50 |
| B. | PRIX DE L'ÉNERGIE..... | 51 |
| 1. | <i>Les tarifs réglementés</i> | 51 |
| a) | Le pacte réglementaire et les principes d'une base tarifaire | 52 |
| 2. | <i>Les prix de l'énergie dans un marché concurrentiel au Québec</i> | 54 |
| a) | Le degré d'intégration avec les marchés voisins..... | 54 |
| 1) | Les prix dans un marché nord-américain intégré | 55 |
| 2) | Les prix dans un marché québécois isolé..... | 55 |
| b) | L'offre standard..... | 57 |
| c) | Le traitement à accorder aux exportations et aux autres ventes non réglementées | 57 |
| 1) | À l'intérieur de l'entité réglementée..... | 58 |
| 2) | Une entité distincte dédiée aux exportations | 59 |
| 3) | Impact des exportations sur les tarifs réglementés..... | 61 |
| d) | Le départ des clients réglementés | 61 |
| C. | TARIFICATION DU TRANSPORT | 62 |
| 1. | <i>Le règlement 659</i> | 64 |
| 2. | <i>Les tarifs « timbre-poste »</i> | 64 |
| 3. | <i>Structures tarifaires de rechange</i> | 65 |
| a) | Tarification selon la distance | 66 |
| b) | Tarification au prix marginal localisé..... | 67 |
| c) | Tarification double du transport (l'approche de l'Alberta)..... | 67 |
| 4. | <i>Impacts sur les prix au Québec</i> | 68 |
| D. | TARIFICATION DE LA DISTRIBUTION..... | 70 |
| V. | CONCLUSION | 72 |
| VI. | BIBLIOGRAPHIE | 74 |

AVANT-PROPOS

Mandat

En juillet 1997, **Option consommateurs** a retenu les services du **Centre Hélios** pour élaborer une étude concernant la restructuration des marchés de l'électricité au Québec. Cette étude devait « (i) comparer les contextes québécois et américain, ainsi que les divergences, le cas échéant, (ii) résumer les différents modèles de structure du marché de l'électricité théoriquement plausibles, (iii) résumer et décrire les différents modèles applicables au Québec et (iv) tenter de cerner les répercussions de ces différents modèles sur le prix de l'électricité vendue au Québec, tous secteurs confondus. »

Ce mandat se situe dans le cadre des préparations pour une série d'audiences devant être tenue par la Régie de l'énergie, telle que prévue à l'article 167 de sa loi constitutive, concernant la libéralisation des marchés de l'électricité. Dans ce contexte, des enjeux touchant une déreglementation éventuelle de la production d'électricité au Québec pourraient également faire l'objet de ces audiences.

Portée de l'étude

L'objet principal de cette étude est d'examiner de quelle façon et dans quelle mesure un marché concurrentiel — généralement et au Québec en particulier — peut l'être vraiment, en évitant l'exercice d'un pouvoir de marché et en assurant que la concurrence soit suffisante pour que l'absence de la réglementation au niveau de la production ne crée pas une pression à la hausse sur les prix.

Plus particulièrement, ce rapport décrit, dans la mesure où le Québec voudrait ouvrir davantage ses marchés, les modifications qu'il serait nécessaire d'apporter à la structure actuelle afin d'introduire un niveau suffisant de concurrence pour que la production d'électricité puisse être soustraite de la réglementation. Ces modifications seraient substantielles, et affecteraient autant la structure du marché que la propriété publique d'Hydro-Québec, la gestion intégrée des installations de production, la tarification et la facturation, ainsi que les options d'utilisation de l'énergie de certaines grandes centrales hydroélectriques.

Limites de l'étude

Cette étude est limitée à la définition de structures de marché, à l'identification des modifications qu'il serait nécessaire d'apporter à la structure actuelle du marché de

l'électricité au Québec pour permettre une concurrence réelle et à l'implication de diverses options sur les prix globaux d'électricité.

En limitant ainsi l'analyse des impacts aux prix de l'électricité, la portée de cette étude ne vise pas une compréhension exhaustive des impacts de différents modèles sur tous les éléments qui contribuent aux factures d'électricité, ni sur d'autres enjeux essentiels pour la société québécoise.

L'efficacité énergétique

En effet, en ce qui concerne les factures de l'électricité, ces dernières sont fonction des prix mais également *de la consommation*. Or, la présente étude ne touche pas ce deuxième volet essentiel de la facture d'électricité, soit l'impact des modèles de marché sur la consommation d'électricité au Québec, ce qui dépend en grande partie de la réalisation du potentiel d'efficacité énergétique qui est rentable pour la société dans son ensemble. Rappelons que des diminutions de prix ne sont en elles mêmes garantes de la minimisation des factures, dans la mesure où le potentiel rentable d'efficacité énergétique n'est pas par conséquent réalisé.

La discussion au chapitre IV des effets sur le *prix de l'électricité* ne représente donc qu'une partie du calcul nécessaire afin de comprendre l'impact sur la facture globale d'électricité.

Enjeux sociaux

La présente étude est également limitée dans le domaine des impacts et des enjeux sociaux associés aux structures de marché pouvant s'appliquer au Québec. Ainsi, alors que l'étude touche aux prix de l'électricité pour tous les Québécois, elle ne touche pas à des enjeux sociaux tels que l'impact de différentes structures sur la préservation du patrimoine naturel, l'intégrité des écosystèmes, la pollution atmosphérique, la disponibilité d'informations, la diversification des sources énergétiques, la sécurité des approvisionnements, l'accès aux services énergétiques pour les ménages à faible revenu, l'emploi, l'économie en général et la redistribution de la rente électrique, entre autres.

Ces enjeux d'intérêt public, quoique ne faisant pas partie de la présente étude, méritent évidemment d'être étudiés en profondeur avant que des conclusions quant à l'opportunité de divers modèles de marché pour le Québec puissent en être tirées.

I. MISE EN CONTEXTE : LA RESTRUCTURATION AUX ÉTATS-UNIS ET AU QUÉBEC

A. Introduction

La recherche de l'avènement d'une plus grande concurrence dans les marchés de l'électricité n'a pas commencé aux États-Unis. Le Chili, l'Argentine, le Pérou, la Bolivie, la Grande-Bretagne, la Nouvelle-Zélande et la Norvège, entre autres, ont tous procédé, à leur façon, à une restructuration des marchés de l'électricité avant que les États-Unis se soient véritablement lancés dans les débats qui les préoccupent aujourd'hui.

Toutefois, c'est largement sinon entièrement en raison de la tendance américaine que le Québec songe maintenant à revoir ses propres structures de marché. Ainsi, il est important de faire un survol rapide du contexte qui a mené à ce mouvement aux États-Unis, de celui qui pousse le Québec aujourd'hui à envisager des modifications semblables, et des points de concordance et de discordance entre les deux.

B. Contexte américain

Aux États-Unis, l'avènement d'une concurrence accrue dans le domaine de l'électricité s'est fait (et se poursuit aujourd'hui) en trois étapes principales, à savoir :

- **La concurrence pour desservir les services publics intégrés.** La loi PURPA (Public Utilities Regulatory Policies Act) de 1978 offrait à certains producteurs privés la possibilité de fournir, sur la base de contrats à long terme, de l'électricité aux services publics, sans toutefois modifier les structures mêmes du marché ¹.

Deux raisonnements principaux ont incité l'administration Carter à adopter la PURPA. Premièrement, le choc pétrolier du début de la décennie a suscité des craintes importantes en ce qui a trait à la disponibilité future de cette source énergétique et, advenant un accès continu, aux prix d'achat². Deuxièmement,

¹ La section 210 de la PURPA ordonnait aux services publics de s'interconnecter avec et d'acheter toute l'électricité produite par des « qualifying facilities (QFs) » de producteurs privés, et ce au prix des coûts évités à long terme. Les QFs étaient des producteurs d'électricité de cogénération ou de petites centrales d'énergie renouvelable (United States 1978, Title II, Section 210). Un amendement à la PURPA, en 1990, supprimait la limite de grandeur imposée à tout QF sauf ceux dont la production était de source hydraulique (EIA 1997a, 28).

² Les prévisions de l'époque mettaient le baril de pétrole à plus de 100\$ (US) dès les années 1990. Aujourd'hui, le prix du baril est à quelque 17\$ (US) (EIA 1996b, 31).

l'arrivée en force des considérations environnementales militait également en faveur d'une action concertée visant à augmenter la part des ressources indigènes et renouvelables dans le bilan énergétique américain.

- **La concurrence pour desservir les distributeurs (marché du gros).** La Energy Policy Act (EPAct) de 1992 confiait à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) le mandat de modifier la réglementation afin d'encourager l'émergence d'une concurrence sur le marché du gros (EIA 1996a, 29). Ainsi, la FERC a rendu son ordonnance 888 en avril 1996, obligeant les services publics à offrir un accès non discriminatoire à leurs lignes de transport à tout producteur ou négociant d'électricité ayant obtenu ce droit auprès de la FERC, et permettant que des échanges se fassent sur la base du prix du marché plutôt que le coût du service³ (FERC 1996). Pour ce faire, ils devaient procéder à une séparation fonctionnelle de leur unité de transport par rapport aux autres fonctions corporatives (FERC 1997a).
- **La concurrence pour desservir les consommateurs (marché du détail).** La Californie et, par la suite, un ensemble d'autres États, se sont mis à étudier et, dans certains cas, à appliquer une restructuration permettant aux usagers finaux de choisir leur producteur d'énergie (semblable au marché des télécommunications interurbaines au Canada)⁴.

Outre le parti pris de la société américaine en faveur des marchés, les États-Unis avaient d'autres raisons concrètes, propres à leur situation particulière, de vouloir introduire davantage de concurrence dans le secteur de l'électricité.

En ce qui concerne les deux dernières étapes, c'est-à-dire le EPAct (suivi de l'ordonnance 888) et l'avènement de débats sur l'ouverture des marchés au détail, trois raisons principales expliquent la récente tournure des événements, soit : (1) les coûts marginaux *décroissants*, (2) les divergences tarifaires interrégionales et (3) la pression combinée des clients industriels et des producteurs privés.

- **Coûts marginaux décroissants.** Depuis les années 1980, et grâce en partie à la PURPA, de nouvelles technologies de production d'électricité sont apparues,

³ L'obligation d'offrir le transport non discriminatoire a été renforcée par la suite par l'ordonnance 888a (FERC 1997a). La FERC a également, dans son ordonnance 889, obligé les entreprises d'électricité à rendre publiques, par le biais de l'internet, des informations sur les capacités de transport disponibles, et ce sur une base constante (en temps réel).

⁴ Même si la Californie fut le premier État à étudier sérieusement l'ouverture à la concurrence au détail, c'est l'État du Rhode Island qui fut le premier à légiférer en ce sens (EIA 1996a, 68). La Californie a suivi quelques semaines plus tard, alors que son projet historique (projet de loi AB 1890) est devenu loi (Californie 1996).

notamment des turbines à gaz (TAG) alimentées au gaz naturel (direct ou en cogénération), entraînant des baisses de coûts considérables dues à leur haute efficacité de conversion, aux coûts en capital très faibles et à la chute des prix du combustible. Or, en raison principalement d'investissements antérieurs dans des centrales nucléaires qui se sont révélées très coûteuses, les tarifs moyens étaient sensiblement plus élevés que les prix de ces nouvelles technologies⁵. Les coûts marginaux, soit le coût de la prochaine centrale, se sont donc mis à diminuer.

- **Divergences tarifaires interrégionales.** Grâce à des choix énergétiques très variés selon chaque région, différents États se sont vus aux prises avec des coûts échoués plus ou moins grands, suivant notamment leur dépendance envers le nucléaire⁶. Ainsi, les tarifs à l'intérieur d'une catégorie de consommateurs peuvent varier d'un facteur atteignant jusqu'à 1:3, selon l'endroit où la clientèle est située au pays, affectant ainsi la position concurrentielle de certains d'entre eux⁷.
- **Pressions des industries et producteurs privés.** Devant cet état de fait, la grande industrie située dans des régions à tarifs élevés s'est mise à menacer de déménager dans des États avoisinants (par exemple, de la Californie au Nevada⁸), si on ne leur offrait pas l'accès aux nouvelles centrales moins coûteuses (les actionnaires des services publics devant, selon l'argument, absorber les pertes). De plus, une nouvelle industrie de producteurs privés, stimulée par la PURPA et renforcée par la position concurrentielle très avantageuse de ses propres centrales, s'est mise à réclamer un marché lui permettant de concurrencer directement les services publics affaiblis par des technologies surannées (et, dans une moindre mesure, par des contrats coûteux).

⁵ Même si la grande majorité de ces coûts maintenant devenus « échoués » sont liés aux investissements dans des centrales nucléaires au cours des années 1970, certains projets entrepris dans le cadre de la PURPA ont également aidé à créer cette situation. Rappelons que le PURPA obligeait les services publics à signer des ententes à long terme sur la base des estimations de leurs coûts évités, qui étaient largement surévalués en raison de la crise pétrolière de l'époque.

⁶ Les coûts échoués, ou « *stranded costs* », sont la partie des coûts totaux (capital, combustible et entretien) associés à des centrales de production déjà construites qui, dans un marché concurrentiel, risque d'être impossible à récupérer. Il s'agit donc de la partie des coûts totaux qui dépasserait les prix du marché prévisibles.

⁷ Par exemple, le tarif industriel moyen en 1995 dans l'État du Kentucky était de 2,9¢(US)/kWh, alors que celui du Rhode Island était de 8,9¢/kWh (EIA 1996a, 37). Le Rhode Island est devenu, en 1996, le premier État américain à légiférer l'ouverture de son marché à la concurrence au détail.

⁸ En 1995, les tarifs industriels en Californie étaient de 50 % plus élevés que ceux du Nevada (7,4¢ vs 5,0¢ (US)/kWh), alors que les tarifs moyens (toutes catégories confondues) étaient de plus de 60 % plus élevés (9,9¢ vs 6,1¢ (US)/kWh) (EIA 1996a, 36-37).

Ainsi, les États les plus menacés, notamment la Californie, se sont mis à envisager des modèles de marché qui permettraient d'abord d'éviter la fuite d'industries, mais également de protéger les services publics, d'encourager l'essor des producteurs privés et, après réflexion, de ne pas mettre en péril les avantages environnementaux et sociaux de la planification intégrée des ressources, jusque-là toujours privilégiée. Les autres États — menacés soit par leur sous-performance passée, soit par l'avènement de marchés avoisinants soudainement ouverts à la concurrence⁹—, suivis du Sénat et du Congrès fédéraux, se sont rapidement mis eux aussi à la tâche afin de revoir la structure de leurs marchés de l'électricité.

C. Contexte québécois

Le contexte québécois diffère sensiblement de celui des États américains. En premier lieu, le Québec n'ayant pas commis les mêmes erreurs du passé (p. ex. le nucléaire), ni signé des contrats importants sur la base de prévisions erronées des coûts évités¹⁰, et bénéficiant d'un parc moyen et de contrats à long terme (notamment Churchill Falls) à très faible coût, toute nouvelle centrale coûtera forcément plus cher que le coût moyen des centrales existantes. En d'autres termes, les coûts marginaux au Québec sont croissants, contrairement aux États-Unis, ce qui fait que le droit éventuel de délaissier le réseau principal n'entraînerait pas nécessairement des diminutions importantes de tarifs.

De plus, malgré des premiers pas non négligeables, l'industrie québécoise des producteurs privés n'en est qu'à ses débuts, relativement parlant, et rien ne porte à croire qu'elle gagnerait en ayant accès directement à des consommateurs du Québec (les coûts de ses projets, comme nous l'avons indiqué ci-dessus, étant systématiquement plus élevés que ceux du parc moyen hydro-québécois)¹¹. Sauf exception, les industries non plus ne réclament pas avec force le droit de l'accès

⁹ Le Nevada, suivant l'exemple de la note précédente, est récemment devenu le dernier État à adopter une loi visant à ouvrir son marché à la concurrence au détail (*Energetics 1997*).

¹⁰ La Commission Doyon (*1997*) a certes reconnu que cette même erreur a été faite au Québec, mais la quantité d'énergie ainsi achetée était trop petite, relativement au parc total d'Hydro-Québec, pour entraîner une pression tarifaire à la hausse significative.

La Commission a identifié des pertes nettes de 74,3 millions \$ pour Hydro-Québec pour la période 1993-1995. Elle a reconnu également que ces pertes continueront aussi longtemps que le surplus énergétique se prolongera. Il faut noter que l'objectif d'Hydro-Québec pour ce programme est de 370 MW, presque trois fois plus que les achats en 1995, la dernière année examinée par la Commission.

¹¹ En fait, la situation des producteurs privés au Québec ressemble plus, tout comme les occasions d'affaires qu'ils cherchent à obtenir, au contexte américain d'il y a deux décennies, et qui a mené non pas à la restructuration des marchés mais à la loi PURPA, semblable à la politique de production privée lancée par Hydro-Québec il y a plusieurs années.

direct à d'autres fournisseurs, et ce pour les mêmes raisons¹². Enfin, et grâce à la politique d'uniformité tarifaire en vigueur à travers la province depuis 1963, aucune région raccordée au réseau principal du Québec ne paie plus cher son électricité qu'une autre^{13,14}.

L'intérêt du Québec pour la restructuration de son propre marché n'est donc pas de lui permettre de réduire ses propres coûts, ni d'améliorer la position concurrentielle de ses propres industries. Au contraire, il s'agit d'un effort pour qu'Hydro-Québec — et, dans une moindre mesure, les producteurs privés du Québec — soient acceptés à titre de participants à part entière au sein des nouveaux marchés concurrentiels des États-Unis, et particulièrement du Nord-Est.

Selon les ténors d'une restructuration du marché québécois, le marché américain serait très rentable pour Hydro-Québec, même si sa participation, suivant les modalités établies par la FERC, est sujette à certaines conditions touchant notamment la réciprocité¹⁵. Selon les tenants de cette thèse, les profits potentiels

¹² Il faut toutefois souligner que la possibilité pour ses concurrents américains d'avoir accès à l'électricité à bas prix du Québec amènera probablement la grande industrie québécoise à vouloir être traitée sur un pied d'égalité. En d'autres termes, si l'industrie américaine a réclamé vigoureusement l'accès à la production des centrales à bas prix, l'industrie québécoise voudra, par mesure défensive, s'assurer qu'elle ne sera pas la seule à ne pas pouvoir magasiner parmi l'ensemble des options disponibles.

¹³ Cependant, les réseaux isolés au Québec n'ont pas nécessairement les mêmes conditions. Dans la région du Grand Nord, les tarifs sont sensiblement plus élevés, de manière à inciter les consommateurs à choisir le mazout, subventionné par Hydro-Québec. Aux Îles-de-la-Madeleine, les tarifs de base sont les mêmes, mais le coût du service de raccordement est majoré de façon substantielle.

¹⁴ Même si l'uniformité tarifaire évite le dilemme interrégional américain, soulignons que certaines « régions productrices » québécoises réclament, dans une variation sur le même thème, soit des redevances, soit des prix d'électricité avantageux.

¹⁵ La FERC a compétence uniquement sur le marché du gros, soit le transport de l'électricité et son achat par des distributeurs. Afin de déterminer l'accès offert aux sociétés étrangères aux lignes de transport, tout comme leur capacité de vendre de l'électricité à un grossiste (distributeur, bourse, courtier, etc.) au prix du marché, sans autorisations au cas par cas sur la base du coût de service, la FERC impose certaines conditions, touchant notamment la réciprocité des services de transport (ainsi que le pouvoir de marché) (Karas 1997).

En outre, ce sont les États individuels qui ont compétence sur le marché du détail, c'est-à-dire sur la distribution et les ventes aux usagers finaux. Suivant les lois et règlements de chaque État en matière de restructuration, ces derniers pourront également imposer des conditions de réciprocité pour toute vente d'électricité provenant d'une région extérieure à l'État.

Ainsi, l'État de New York pourrait statuer, par exemple, que les producteurs étrangers n'auront accès au réseau de distribution et aux consommateurs new-yorkais que dans la mesure où les administrations dans lesquelles ils sont actifs offrent la même possibilité à des producteurs de cet État. Soulignons toutefois que la possibilité réelle d'appliquer un tel critère se heurte à la « Commerce Clause » fédérale. Cette clause interdit aux États de prendre des mesures qui pourraient empiéter sur les échanges commerciaux entre États américains. À cet égard, seul le temps (et des contestations judiciaires potentielles, le cas échéant)

sur le marché américain pourraient soit être versés à l'actionnaire unique (le gouvernement), soit être utilisés pour minimiser les besoins en revenu venant des consommateurs québécois (et donc les tarifs), soit un mélange des deux (voir chapitre IV)¹⁶.

D. Rappel des concordances et discordances

Les États américains sont incités à ouvrir leurs marchés de l'électricité à une plus grande concurrence par souci d'assurer que leurs industries ne paieront pas des tarifs plus élevés que ce qu'ils pourraient payer dans d'autres régions du pays. Au Québec, c'est plutôt le désir d'accéder aux marchés américains qui amène certains promoteurs de l'ouverture des marchés à agir. Dans le premier cas, il s'agit d'un effort de diminuer les coûts et donc les tarifs. Dans le deuxième, il s'agit d'une approche visant à augmenter les revenus qui, selon différentes options et scénarios, pourraient être versés au gouvernement ou aux consommateurs, mais qui pourraient également se transformer en pertes advenant des prix de marché différents de ce que certains prévoient aujourd'hui.

permettra d'identifier la possibilité réelle que de telles conditions de réciprocité au niveau du détail soient mises en vigueur.

¹⁶ L'objet de la présente étude n'est pas de vérifier la pertinence de tels propos. Toutefois, il importe de souligner que dans le cadre des marchés américains nouvellement structurés, ce sont les coûts variables qui déterminent le prix du marché de l'énergie, et non les coûts fixes des anciennes centrales.

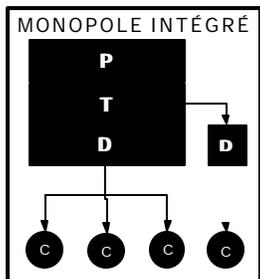
Ces nouveaux prix de marché — auxquels s'ajouteront une série de frais et de prélèvements fixes applicables à l'ensemble des consommateurs, indépendamment de leur choix de fournisseur — viennent modifier de façon importante la position concurrentielle d'Hydro-Québec, et ne devront pas être confondus avec les anciens tarifs d'électricité élevés de certains États, notamment du Nord-Est américain. Soulignons qu'en 1995, les coûts variables moyens aux États-Unis étaient de 2,0¢(US)/kWh pour le nucléaire et 2,1¢/kWh pour le thermique classique (EIA 1996c, 35). Dans un tel contexte, la rentabilité des exportations d'Hydro-Québec n'est pas garantie. Ces exportations comportent également des risques de pertes qui pourraient devoir être absorbées soit par les consommateurs québécois, soit par les fonds consolidés du gouvernement. Cette problématique sera examinée de plus près au chapitre IV de la présente étude.

II. MODÈLES DE MARCHÉ ET IMPÉRATIFS DE CONCURRENCE

La restructuration des marchés de l'électricité signifie, comme le terme l'indique, une modification de la structure même de l'industrie, visant généralement à introduire une concurrence accrue dans la production d'électricité^{17, 18}. À cet effet, et contrairement aux options présentes dans d'autres secteurs économiques, plusieurs modèles de marché peuvent être mis en place, notamment :

- un monopole verticalement intégré,
- une concurrence dans le marché du gros (avec échanges bilatéraux),
- une concurrence dans le marché du détail (avec échanges bilatéraux), et
- une concurrence par le biais d'une bourse d'électricité (au gros ou au détail).

Nous résumons ci-dessous ces principaux modèles, ainsi que les impératifs de chacun eu égard à l'efficacité économique du système.



A. Monopole verticalement intégré

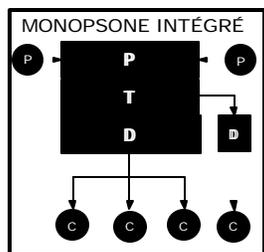
Historiquement, au Québec comme ailleurs dans le monde, les fonctions de production, de transport et de distribution d'électricité étaient regroupées au sein d'une seule entité, dite « verticalement intégrée ». Deux raisons expliquaient l'avantage, du point de vue de l'intérêt public, qu'un monopole soit détenu dans ces trois activités :

¹⁷ Le terme « déréglementation » est souvent utilisé à la place de « restructuration des marchés ». Toutefois, s'il est vrai que plusieurs modèles de restructuration demandent des modifications de la réglementation de certains aspects du marché de l'électricité, de telles modifications amènent souvent une réglementation accrue ou, sinon, une réglementation différente.

Selon le premier rapport provisoire du British Columbia Task Force on Electricity Market Reform : « *En pratique, la réforme des marchés inclut la déréglementation d'éléments concurrentiels, la ré-réglementation nécessaire pour assurer la fiabilité électrique, la protection des consommateurs et les valeurs publiques, et la réglementation continue des éléments qui demeurent monopolistiques* » (B.C., 1997, 3). En somme, de nouvelles structures de marché requièrent une réorientation et une reconfiguration de la réglementation, sans que celle-ci disparaisse pour autant (le terme « démonopolisation » refléterait mieux la nature des changements en question).

¹⁸ L'enjeu de la convergence entre les marchés de l'électricité et du gaz naturel ne sera pas traité dans le cadre de cette étude.

- **Production.** À l'époque, le choix des technologies de production économiques était limité à des grandes centrales thermiques, nucléaires ou hydrauliques. Les économies d'échelle associées à ces « mégaprojets » justifiaient qu'ils soient privilégiés, dans le but de minimiser les coûts aux consommateurs. Vu la grande taille de ces installations par rapport à la demande totale, il aurait été difficile de créer un marché véritablement concurrentiel pouvant garantir des coûts raisonnables. Ainsi, la réglementation des compagnies d'électricité devait permettre aux consommateurs de profiter des technologies à grande échelle et à bas prix, tout en évitant l'exercice d'un pouvoir monopolistique.
- **Transport et distribution.** Contrairement à d'autres marchandises (telles que le lait ou les automobiles), le courant ne peut être transporté que par une seule voie : les « lignes électriques ». De telles lignes étant dédiées strictement à ce produit, nécessitant un apport considérable en capital et devant être intégrées ensemble (en « réseau »), elles constituaient (et constituent toujours) un monopole naturel dans le sens classique du terme. Ainsi, les coûts associés à la construction de plusieurs lignes de distribution pour desservir un même consommateur, par exemple, auraient de loin dépassé les bénéfices d'une concurrence potentielle (mais toujours limitée).



L'option du monopole verticalement intégré représente donc le modèle le plus connu, historiquement, à la fois au Québec et ailleurs dans le monde. Il s'agit d'une seule entité, responsable de la production, du transport et de la distribution d'électricité sur un territoire donné. En ce qui concerne la formule des contrats à long terme avec les producteurs indépendants, en vertu de la loi PURPA aux États-Unis ou encore de la politique d'achat auprès de producteurs privés d'Hydro-Québec, ces contrats, tout en enlevant aux services publics le monopole (dans le sens strict) de la production, retenaient toujours leur monopole en ce qui concernait l'achat de cette électricité (un « monopsonne »)¹⁹.

Ainsi, en étant les uniques acheteurs potentiels de ce produit « indépendant », on peut dire que les services publics assujettis à de telles politiques ont vu leur pouvoir de monopole se limiter à un pouvoir de monopsonne, sans toutefois que cela ait changé le fond de la structure du marché de l'électricité.

B. Concurrence dans le marché du gros

Un deuxième modèle de marché permettrait une concurrence directe pour le marché du gros, soit pour tout revendeur d'électricité (distributeurs, bourses,

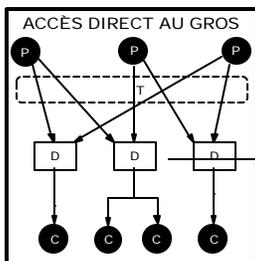
¹⁹ Dans les faits, c'est sa qualité de monopsonne qui donne à une entreprise verticalement intégrée son pouvoir presque absolu sur le marché de l'électricité.

marchands, courtiers)²⁰. Dans un tel modèle, tout grossiste peut acheter directement du producteur de son choix, les usagers finaux devant toutefois acheter de leur distributeur unique²¹.

1. Options d'accès au transport

Il est largement reconnu que l'accès non discriminatoire aux lignes de transport est une condition préalable à une réelle concurrence dans le marché du gros. À cet égard, quatre options peuvent être envisagées pour permettre aux grossistes d'avoir accès au transport, soit²² :

- **Le transport à l'intérieur du territoire (« wheel within »).** Tout producteur à l'intérieur d'une région peut, en acceptant de payer un tarif publié, emprunter les lignes de transport pour desservir un grossiste situé lui aussi sur le même territoire.
- **Le transport à des fins d'importation (« wheel in »).** Tout grossiste à l'intérieur de la région peut emprunter les lignes de transport afin d'importer de l'électricité venant d'un producteur de l'extérieur de la région.
- **Le transport à des fins d'exportation (« wheel out »).** Tout producteur à l'intérieur de la région peut emprunter les lignes de transport afin d'exporter son électricité à l'extérieur de la région. Dans ce cas, soit le producteur, soit son client doit également avoir pris des dispositions pour l'accès aux lignes de transport de la région avoisinante.
- **Le transport entre deux territoires (« wheel through »).** Les lignes de transport à l'intérieur d'une région peuvent être utilisées afin de permettre des échanges d'électricité entre deux régions avoisinantes, sans que le point de vente se situe à l'intérieur de cette même région.



Les ordonnances 888 et 888a de la FERC exigent, pour les services publics de sa compétence, que ces quatre options soient permises afin de créer une concurrence

²⁰ Il va de soi qu'un courtier ne peut, dans le cadre d'une telle structure, revendre de l'électricité à un consommateur ultime (le détail).

²¹ Une conséquence de l'établissement d'un marché concurrentiel (dont l'ouverture au gros représente la première étape indispensable) est que l'électricité — tout comme les autres formes d'énergie faisant déjà partie de marchés compétitifs — devient une marchandise parmi tant d'autres, plutôt qu'un bien public essentiel. Un tel changement complique cependant la planification à long terme visant de façon explicite les intérêts plus larges de la société.

²² Voir Gouvernement du Québec 1996a, 57.

réelle et forte sur les marchés du gros, selon le vœu de la Energy Policy Act de 1992²³.

2. Conditions pour l'établissement d'un marché concurrentiel

a) Principes généraux

Pour que la concurrence puisse vraiment atteindre son objectif de minimisation des coûts, il est essentiel d'assurer que le marché sera véritablement compétitif. À cette fin, le marché en question doit être composé d'un nombre suffisant de joueurs, la production totale doit être bien répartie entre ces participants et les infrastructures nécessaires aux échanges (notamment le transport et la distribution) doivent être organisées de façon à éviter toute discrimination potentielle en matière de gestion et de décisions d'affaires. À défaut de ces conditions, la réglementation des prix de la production d'électricité demeure une nécessité afin de protéger le consommateur contre l'exercice d'un pouvoir monopolistique ou oligopolistique.

Aux États-Unis, la FERC, qui est responsable de la réglementation du marché du gros et donc de sa transition vers un marché concurrentiel, a élaboré une série de règles et d'exigences à cet égard. Ces exigences peuvent apporter un éclairage quant aux enjeux associés à la création d'un marché véritablement concurrentiel, ainsi qu'aux décisions qui doivent être prises à cet effet.

b) Exigences de la FERC

Dans le contexte américain, l'ouverture des marchés de gros à la concurrence pourrait notamment amener deux bénéfices, soit de :

- permettre une concurrence suffisamment grande pour que les prix reflètent leur valeur réelle dans un marché purement compétitif, et

²³ Au Québec, un premier niveau d'ouverture à la concurrence est apparu avec le règlement 659 (Gouvernement du Québec 1997b), mis en vigueur le 1^{er} mai 1997 après avoir été adopté par Hydro-Québec et approuvé par le gouvernement du Québec (celui-ci annulait la première tentative, le règlement 652 ; voir note 43 à la page 25). Le règlement 659 est basé sur le « *pro forma tariff* » exigé par l'ordonnance 888 de la FERC, et devait permettre l'ensemble des quatre options de transit (même si certains facteurs limitent le niveau réel de concurrence).

Le règlement stipule que tout producteur peut, à ses frais et selon une grille tarifaire publiée, emprunter les lignes de transport afin de vendre son électricité soit à un distributeur québécois (Hydro-Québec et les dix distributeurs municipaux et privé), soit à tout autre client à l'extérieur du Québec, selon les règles en vigueur dans ces régions. Toutefois, le décret 618-97 limite le choix des distributeurs municipaux aux achats auprès d'Hydro-Québec et de « service[s] public[s] à l'extérieur du Québec », éliminant ainsi le transport à l'intérieur du territoire (Gouvernement du Québec 1997a). Les détails de ce décret ainsi que du règlement 659 méritent une plus grande attention, et nous y revenons plus particulièrement au chapitre III.

- intégrer davantage les différents États américains, de manière à niveler le plus possible les prix de l'électricité d'un État à l'autre à l'intérieur d'une même région²⁴.

Le deuxième objectif peut être atteint dans la mesure où l'ensemble des États publient, selon l'ordonnance 888, leurs tarifs de transit non discriminatoires^{25,26}. En ce qui concerne le premier, la FERC doit assurer qu'aucun des producteurs participant au marché du gros ne détienne un pouvoir de marché (« *market power* ») lui permettant d'influencer le prix du marché ou d'exercer des pratiques autrement anticoncurrentielles.

La question du pouvoir sur le marché est un enjeu clef d'intérêt public, et des analyses complexes doivent à cet égard être présentées à la FERC afin de déterminer dans quelle mesure un producteur peut, de par sa taille et/ou la configuration du réseau de transport, influencer sur les prix. Deux statuts sont généralement convoités auprès de la FERC par des services publics d'électricité, soit l'accès non discriminatoire aux services de transport (« *open access service* ») et le statut de marchand (« *energy marketer* »).

1) Accès non discriminatoire (pouvoir sur le transport)

Alors que, selon l'ordonnance 888, l'offre d'accès non discriminatoire à leurs lignes de transport est obligatoire pour les services publics régis par la FERC, un grand nombre de compagnies d'électricité municipales aux États-Unis, ainsi que des entreprises étrangères (p. ex. Hydro-Québec) n'y sont pas astreints. Ces compagnies ne peuvent se prévaloir de cet accès, à moins de répondre aux conditions de réciprocité explicitées dans cette même ordonnance. Autrement, ils doivent signer des ententes de gré à gré avec les propriétaires de lignes, avec la possibilité de devoir payer plus cher pour le service de transport ou, au pire, de se voir refuser l'accès par le propriétaire en raison de considérations commerciales de ce dernier (souvent un concurrent). Ces conditions de réciprocité visent à : (1) assurer que le

²⁴ Par région, on désigne surtout une région de transport. Aux États-Unis, neuf « Regional Electric Reliability Council Areas » existent (à part l'Alaska et Hawaii), représentant essentiellement la configuration des réseaux interconnectés (EIA 1997, 18).

²⁵ Un tarif non discriminatoire est un tarif auquel tout producteur ou autre participant a accès, selon les mêmes conditions, qu'il s'agisse d'un producteur tiers (service public ou non) ou d'un producteur appartenant au service public détenant les lignes de transport. Ainsi, le détenteur des lignes ne doit pas être en mesure, par ses tarifs de transport, de privilégier ses propres centrales au détriment de celles de ses concurrents. C'est la FERC qui, aux États-Unis, doit autoriser ou non les tarifs de transit des détenteurs de lignes à haute tension.

²⁶ Des 167 services publics d'électricité assujettis à cette ordonnance, 166 avaient soumis des tarifs de transport à la FERC avant la date limite de juin 1996 (Moller 1997).

requérant ne peut utiliser ses propres lignes de transport pour entraver la capacité d'un tiers d'offrir son énergie sur le même marché²⁷ et (2) assurer qu'un producteur américain ait un accès égal aux clients potentiels du requérant²⁸.

Les ordonnances 888, 889 et 888a, qui établissent en détail les règles gouvernant les participants au marché concurrentiel, ont exigé de nombreuses années de travail et comptent quelque 2000 pages. L'application de ces règles est extrêmement complexe et nécessite des analyses détaillées de chaque entreprise sur le marché.

2) Statut de marchand (pouvoir sur les prix)

La FERC est également responsable de décerner aux producteurs ou aux revendeurs le statut de marchand (« *power marketer* »). Le statut de marchand (ou « négociant ») permet à une compagnie de vendre de l'électricité directement à un client (grossiste dans le cas présent) au prix du marché, plutôt que de soumettre ses transactions, au cas par cas, à la FERC, qui les autoriserait sur la base du coût de service.

Pour obtenir le statut de marchand, il est important que le producteur puisse démontrer qu'il ne détient pas un pouvoir de marché, soit le pouvoir de contrôler une part du marché telle qu'il serait en mesure d'influer indûment sur les prix.

Lorsque la FERC procède à l'analyse d'une demande de statut de marchand, elle utilise, dans un premier temps, un critère générique (le « *safe harbour* ») pour vérifier le niveau de contrôle du producteur sur le marché. Il est généralement accepté qu'une entreprise possédant une part de marché de 20 % à 30 % pourrait avoir la possibilité d'exercer un pouvoir de marché (Tellus 1996). Ainsi, si la FERC croit que le producteur pourrait contrôler plus de 20 % d'un marché donné, elle procède à une deuxième étape d'enquête afin de vérifier plus précisément la nature de son pouvoir et les effets que ce dernier pourrait avoir sur les prix du marché. Afin de vérifier son pouvoir de marché, on étudie notamment la taille de son réseau de production, ses coûts variables, ainsi que ses surplus par rapport à sa demande interne.

²⁷ Une telle situation minimiserait le nombre de concurrents dans le marché convoité par le requérant. Par exemple, si Hydro-Québec visait des ventes sur le marché new-yorkais, elle devrait permettre à tout producteur privé québécois, ou encore à tout producteur ontarien ou labradorien, d'acheminer son électricité sans discrimination au même marché. Sans quoi elle bénéficierait d'un « *transmission market power* ».

²⁸ Dans le cas du Québec, il s'agit d'assurer que les producteurs américains aient accès aux clients québécois (les distributeurs) ainsi que, dans la mesure où les interconnexions interprovinciales et les lois de chaque province le permettent, aux autres clients canadiens.

3. Gestion indépendante du réseau

Afin d'assurer une réelle concurrence sur le marché du gros, les régulateurs ordonnent souvent au propriétaire des lignes de transport, lorsque celui-ci est également engagé dans la production d'électricité, de confier la gestion du réseau à un tiers, qui devient le gestionnaire indépendant du réseau (GIR), ou « *Independent System Operator (ISO)* ».

Le GIR est responsable de la gestion de l'utilisation du réseau, ainsi que de la fonction d'aiguillage (« *dispatching* ») des ressources de production²⁹.

a) *Gestion de l'utilisation du réseau*

Le GIR est responsable de la gestion de l'utilisation du réseau de transport. Cette fonction est la principale réponse à la possibilité que le propriétaire des lignes les utilise de façon discriminatoire, et vise ainsi à assurer que tout producteur ayant satisfait aux conditions d'accès non discriminatoire au réseau est traité sur un pied d'égalité.

Pour ce faire, le GIR doit recevoir toute demande d'utilisation du réseau et, en cas de conflits d'utilisation, appliquer les règles préétablies afin d'assurer le partage équitable des coûts et impacts associés à une capacité de transit insuffisante par rapport à la demande. Les règles de gestion du GIR doivent également assurer que les investissements économiquement et/ou socialement optimaux, notamment dans la construction de nouvelles capacités de transport, puissent se réaliser, et que les coûts afférents soient équitablement partagés. L'établissement de telles règles est complexe, et celles qui ont été ordonnées par la FERC (par l'ordonnance 888) ainsi que par le Québec suscitent une controverse quant aux résultats qui en découleront³⁰.

Soulignons également que le GIR est responsable de la gestion de l'ensemble des réseaux de transport dans la région qu'il contrôle, même lorsque ces lignes appartiennent à plusieurs services publics distincts.

²⁹ Toutefois, c'est le propriétaire des lignes de transport qui demeure responsable des investissements (pour la construction, l'exploitation et l'entretien), tout comme les propriétaires de sources de production demeurent responsables des investissements et d'autres décisions touchant leurs unités. Soulignons que le choix d'un GIR a fait l'objet de grands débats dans plusieurs administrations (voir la note 53).

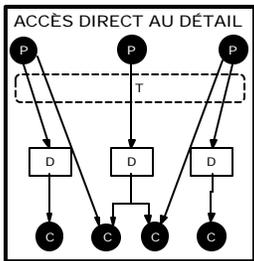
³⁰ Selon les dispositions de l'ordonnance 888, le propriétaire ne peut refuser d'augmenter la capacité de ses lignes si elles s'avèrent inadéquates pour répondre aux demandes de transport des producteurs. Ces règles sont reprises presque intégralement au Québec dans le règlement 659.

b) Gestion de l'aiguillage

Le GIR est également responsable de l'aiguillage de la production sur le réseau. Cette fonction a pour but (1) de gérer les demandes d'utilisation des lignes de transport par plusieurs acteurs différents, sans compromettre la fiabilité du réseau, et (2) d'assurer qu'à chaque moment la production suit parfaitement la demande, et ce à chaque endroit du réseau.

Le GIR doit donc être en mesure de résoudre des conflits associés aux contraintes physiques dans l'utilisation du réseau, tout en respectant le principe de l'efficacité économique. Pour ce faire, il est doté d'un pouvoir d'ordonner à des producteurs de produire plus (ou moins) que prévu. À cet égard, différentes technologies de production sont traitées de différentes façons, suivant leur flexibilité opérationnelle. Par exemple, une centrale nucléaire aurait le titre de « *must run* », et devra donc être utilisée en tout temps, indépendamment des choix économiques. La production d'une turbine à gaz ou d'une centrale hydroélectrique avec réservoir peut être accélérée (« *ramped up* ») ou décélérée (« *ramped down* ») très rapidement, alors qu'une centrale au charbon ne pourrait pas être utilisée à cette fin.

C. Concurrence dans le marché du détail (contrats bilatéraux)



Un troisième modèle permettrait aux usagers finaux de choisir eux-mêmes leur fournisseur d'électricité. Ainsi, et tout comme c'est le cas au Canada pour les télécommunications interurbaines, le consommateur choisira son propre fournisseur et paiera un tarif à celui-ci, en plus de payer des tarifs réglementés aux propriétaires de lignes de transport et de distribution. La facture pour la production peut être établie de façon distincte (le consommateur recevrait ainsi deux factures) ou de façon agrégée (le consommateur recevrait une seule facture, par son distributeur, qui se chargerait de rembourser le producteur lui-même).

Afin de créer une véritable concurrence au détail, les tarifs doivent ainsi être dégroupés (« *unbundled* »). Selon les choix, la facture totale du consommateur peut comprendre des tarifs distincts pour l'énergie, le transport et la distribution, ainsi que des prélèvements pour les coûts échoués, l'efficacité énergétique, les nouvelles filières d'énergie renouvelable, la recherche-développement, les consommateurs à faible revenu, la formation de la main-d'oeuvre et d'autres frais possibles. En Californie, par exemple, à compter du 1^{er} janvier 1998, la facture sera composée de neuf éléments distincts (CEC 1997, 16). L'achat de l'énergie, ce qui équivaut au coût de production, peut alors ne représenter qu'une partie minime (parfois moins de 20 %) de la facture totale.

De plus, dans le cadre d'un marché concurrentiel au détail, le distributeur est souvent tenu, pour ses clients qui le désirent, de fournir de l'électricité à un prix

réglementé. Cette « offre standard » est rendue disponible pour ceux qui ne veulent pas « magasiner » leur électricité. Nous discutons davantage de cette option dans les chapitres III et IV.

De façon générale, les conditions nécessaires pour l'établissement d'un marché concurrentiel au gros s'appliqueraient également au détail. D'autres considérations viennent également s'ajouter aux options disponibles.

1. Accès limité ou illimité

Un premier sujet de débat touche les groupes qui devraient avoir accès au choix de fournisseurs potentiels. Par exemple, l'ouverture à la concurrence pour le marché du détail peut s'appliquer uniquement aux consommateurs industriels, alors que les autres consommateurs continueraient de recevoir leur électricité par le biais de leur distributeur réglementé, lequel aurait accès à la concurrence grâce au marché du gros³¹. En théorie, un tel système peut s'appliquer à titre transitoire ou de façon permanente. L'option contraire ouvrirait la concurrence au détail à tous les consommateurs au même moment, indépendamment de leur consommation ou d'autres facteurs.

2. Intermédiaires et regroupements de consommateurs

Une deuxième considération touche le niveau d'« intermédiation » des échanges. Dans un marché ouvert à la concurrence au détail, chaque consommateur est libre d'acheter directement du fournisseur de son choix, mais peut également passer par des courtiers ou d'autres intermédiaires (ZE Power Group 1997, 9). De tels

³¹ Il s'agirait donc d'un système à deux vitesses ; concurrence au détail pour les industriels, concurrence au gros pour les autres. Souvent les promoteurs d'un tel arrangement le justifient à titre de mesure transitoire ; ainsi, on proposerait que l'accès au détail soit progressivement implanté, en commençant par les consommateurs industriels, mais en s'étendant éventuellement, et selon un échéancier plus ou moins fixe, à l'ensemble des catégories de consommateurs. Aux États-Unis, alors que ces débats étaient fréquents il y a quelques années, il est presque universellement accepté aujourd'hui que l'ouverture des marchés à la concurrence au détail doit s'appliquer en même temps à toutes les catégories de consommateurs (afin d'éviter notamment que la grande industrie puisse pratiquer l'écrémage, ou « cherry picking », des meilleures ressources).

Une autre proposition « à deux vitesses », qui faisait partie de la décision initiale de la California Public Utilities Commission (CPUC) sur la restructuration du marché de cet État, aurait ouvert la concurrence à toute catégorie à la même date, *sauf pour ceux qui choisissent des producteurs d'énergies renouvelables*, qui auraient eu accès à cette concurrence une année avant les autres. Cette disposition a récemment été partiellement renversée, et la concurrence au détail sera ouverte à tous à la même date, soit le 1^{er} janvier 1998. Toutefois, en vue de la grande possibilité que le marché ne soit pas prêt, dès les premiers mois, à répondre à tous les usagers finaux voulant magasiner leur électricité, la CPUC a décidé que ceux qui voudraient faire affaire avec des fournisseurs d'énergie renouvelable auraient un accès privilégié (CPUC 1997).

intermédiaires pourraient soit vendre eux-mêmes de l'électricité qu'ils auraient acheté auprès de producteurs, soit offrir des services financiers tels que des contrats pour différences et d'autres mécanismes de couverture de risques (« *hedging* ») (Carroll 1997). Ils pourraient également offrir des services multi-énergie, des services d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande³², ou encore des services de gestion multi-produits et multi-services³³.

En plus d'avoir recours à des intermédiaires et fournisseurs multi-services, des consommateurs pourraient également se regrouper pour augmenter leur pouvoir d'achat. Semblables à la fonction des marchands, de tels regroupements (« *aggregators* ») pourraient se faire, par exemple, au niveau d'une municipalité pour ses citoyens résidentiels et (petits) commerciaux. Ainsi, une municipalité pourrait prendre le contrôle de la facture énergétique, entre autres mécanismes, ce qui pourrait avoir des répercussions importantes à la fois sur l'objectif de décentraliser les décisions et sur la progressivité ou régressivité économique des échanges³⁴.

Enfin, dans le cadre d'une concurrence au détail comme d'une concurrence au gros, une ou plusieurs bourses d'électricité peuvent être créées (voir ci-dessous).

D. Bourse d'électricité

Une bourse d'électricité (« *pool* » ou « *power exchange* »), peut offrir un lieu d'échanges d'électricité économiquement optimal. De façon générale, une telle bourse d'électricité, qui agit comme un marché «spot», fonctionne de la façon suivante (LCG, date inconnue)³⁵ :

- des « encans » se font à tous les jours (pour les achats du lendemain),

³² Expertise-conseil, installation d'équipements, etc. Dans un marché concurrentiel, de tels services seraient normalement effectués sur une base volontaire et facturée, mais pourraient également faire partie de transactions globales ou d'autres approches de marketing.

³³ Par exemple, une même entreprise pourrait, à l'avenir, gérer les multiples systèmes énergétiques d'un client (gaz, mazout et électricité), offrir des conseils au sujet de l'isolation, installer des équipements d'économies d'énergie ou de gestion de la demande, offrir des services de télécommunications et de câblodiffusion, et gérer le système de sécurité de la maison. À la limite, la même entreprise pourrait également gérer les finances personnelles du client, entre autres services potentiels. L'électricité devient ainsi, pour le consommateur, une marchandise comme tant d'autres.

³⁴ Cette situation se distingue de celle des distributeurs municipaux existants, puisqu'elle n'inclut pas le contrôle des actifs de distribution.

³⁵ Cette approche représente un modèle type, mais il importe de préciser que les choix sont sensiblement plus compliqués, et que les applications réelles peuvent diverger les unes des autres de façon significative.

- les producteurs font des soumissions pour chaque heure ou demie-heure de la journée suivante³⁶,
- les gestionnaires de la bourse acceptent les soumissions les moins chères jusqu'à l'obtention d'une offre totale correspondant à la demande prévue, et indique au GIR quels producteurs seront appelés à produire,
- le prix fixé par la bourse équivaut à la plus haute soumission acceptée pour répondre à la demande (prix d'équilibre, ou « *market clearing price* »), et c'est ce prix qui sera payé par tout consommateur à tout producteur d'électricité³⁷, et
- le gestionnaire indépendant du réseau (GIR) est responsable de la fonction d'aiguillage, ajustant ainsi la production des différentes centrales en fonction des débits réels de courant dans le réseau de transport, ainsi que des variations imprévues de la demande.

Ce mécanisme de fixation des prix crée une pression implacable menant chaque producteur à établir ses offres selon ses coûts *variables* de production, sans égard à ses estimations du comportement du marché. Si, par exemple, ses coûts variables sont de 2 cents du kWh, il préférerait toujours produire et vendre à 2,1 cents plutôt que de fermer ses installations, même si son coût total (incluant le coût du capital) était de 4 ¢/kWh. Cela implique qu'à chaque moment, le prix du marché reflétera les coûts variables du producteur marginal, et non ses coûts complets³⁸. Dans ce

³⁶ À la bourse d'Alberta (« *Power Pool of Alberta* »), qui est rentrée en fonction le 1er janvier 1996, la gestion se fait sur une base de demi-heures. Toutefois, la bourse étudie présentement la possibilité de minimiser à nouveau les écarts de temps, pour se rapprocher davantage d'un véritable marché spot en temps réel. Ainsi, elle songe à ramener la période de règlement de une heure à 15 minutes, et l'échéance des déclarations de prix de une journée à seulement 2 heures (*Power Pool 1997a*).

Un tel effort envers les échanges en temps réel pose de sérieuses difficultés techniques, en plus de soulever des problèmes potentiels touchant le fonctionnement et l'efficacité du marché. Il n'est pas certain à ce moment-ci si ou de quelle façon ces propositions préliminaires seront mises en vigueur. Soulignons également que dans certains cas, des périodes plus longues qu'une demi-heure peuvent être utilisées.

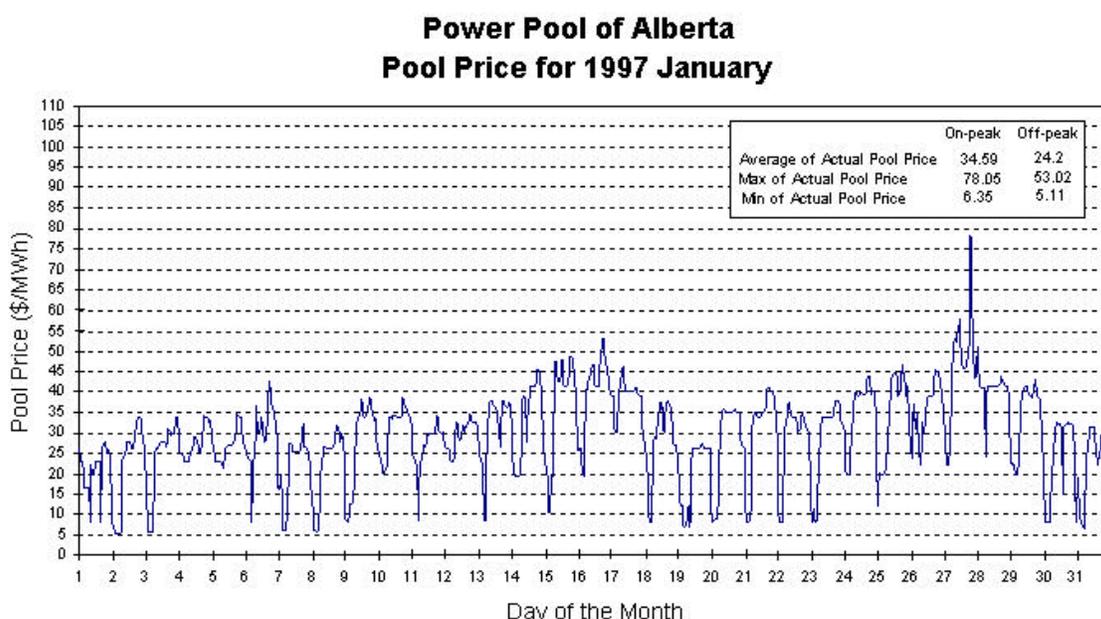
³⁷ Par exemple, si P1 offre 2 000 MW à 2¢/kWh, P2 offre 3 000 MW à 3¢/kWh, P3 offre 1 000 MW à 4¢/kWh et P4 offre 2 000 MW à 5¢/kWh, et si la bourse prévoit une demande de 6 000 MW pour une demi-heure donnée du lendemain, seuls les producteurs P1, P2 et P3 seraient appelés à produire pendant cette demi-heure (suivant le « *merit order* », ou sélection au mérite). Le prix du marché serait alors de 4¢/kWh (le prix offert par P3, le dernier producteur accepté dans la sélection au mérite), et ce prix serait payé à tous les producteurs qui auraient été appelés à produire (P1, P2 et P3).

³⁸ Certains soutiennent que lorsque le surplus de capacité actuel sera absorbé, le prix du marché refléterait plutôt le coût complet des nouvelles centrales, et non leurs coûts variables d'exploitation. Toutefois, la logique exprimée ici demeure implacable : il vaut toujours mieux gagner 0,1 cent des coûts en capital que rien du tout. Donc, tout producteur (thermique) préférerait vendre son énergie à ses coûts variables plus 0,1 ¢ plutôt que de ne pas produire.

cas, si notre producteur à 2,1 ¢ est le producteur marginal (le dernier dans la sélection au mérite, ou « *merit order* »), le 0,1 ¢/kWh qu'il gagnerait par rapport à ses coûts variables servirait à payer en (petite) partie les coûts fixes, sans que cela puisse lui garantir une rentabilité à long terme.

La survie d'un tel producteur dépend donc de la variabilité des prix du marché, et plus précisément de l'existence de périodes de haute demande durant lesquelles des producteurs à coûts variables élevés seraient appelés à produire. Rappelons que, pendant ces périodes, *tout* producteur appelé à produire recevrait ce prix élevé.

Graphique 1. Prix à la bourse de l'Alberta au mois de janvier 1997



Note : Ces prix sont pour l'énergie seulement. Le consommateur paie également les frais de transport, de distribution, des services auxiliaires ainsi que d'autres frais, le cas échéant.

La seule situation où cette logique ne s'applique pas, dans un marché dominé par des centrales thermiques, serait dans des conditions de pénurie, où le marché paierait presque n'importe quel prix pour éviter des défaillances. Il s'agirait donc de conditions carrément anticoncurrentielles, où le producteur pourrait demander le prix qu'il veut. Selon la théorie, si une telle situation se présentait, elle serait rapidement corrigée par l'entrée de nouveaux concurrents, jusqu'au point où le prix deviendrait concurrentiel. (Les délais de construction d'une centrale pourraient étendre une telle période de pénurie, si elle n'avait pas été prévue, mais ces délais sont de moins en moins importants avec l'avènement de nouvelles technologies à petite échelle). Ainsi, sauf pendant ces périodes de pénurie, le prix de marché devrait refléter les coûts d'exploitation (« variables ») de la centrale marginale, même si aucun surplus important n'existe.

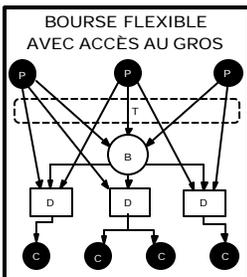
Ce mécanisme crée une variation importante des prix de l'électricité. En effet, en Alberta, où une telle bourse existe depuis le 1^{er} janvier 1996, on remarque une grande variabilité des prix (voir graphique 1), qui joue à la fois à une échelle quotidienne, hebdomadaire et saisonnière (Power Pool 1997b). Les mêmes tendances peuvent être remarquées dans d'autres bourses, par exemple celle de l'État de Victoria en Australie (voir graphique 6 à la page 43). De telles variations peuvent avoir des implications importantes pour les consommateurs, que nous décrivons plus loin.

Enfin, soulignons que l'accès à une bourse d'électricité peut être détournable (« flexible ») ou obligatoire, et qui plus est peut être limité au marché de gros (p. ex. en Alberta) ou ouvert jusqu'au marché du détail (p. ex. en Californie).

1. Bourse flexible ou obligatoire

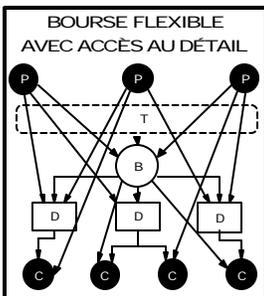
Une question fondamentale dans l'établissement d'une bourse d'électricité est de savoir si elle sera « flexible » ou obligatoire.

Dans une bourse flexible, comme celles qui sont en train d'être mises sur pied en Californie, à New York et en Nouvelle-Angleterre, des producteurs retiennent le choix de vendre leur énergie soit à la bourse, soit par le biais de contrats bilatéraux³⁹. Si par contre la bourse est obligatoire, comme celle de l'Alberta, toute l'électricité produite dans la région doit être vendue à la bourse, qui devient donc également le seul lieu pour en acheter.



a) Bourse flexible

Une bourse flexible est une bourse qui n'est pas le seul acheteur potentiel de l'électricité des différents producteurs sur le marché. Si l'accès est limité au marché du gros, cela implique que chaque distributeur aura deux options : l'achat auprès de la bourse — ce qui représenterait une option *de facto* de tarification différenciée en temps réel — ou les contrats à plus long terme avec des producteurs.



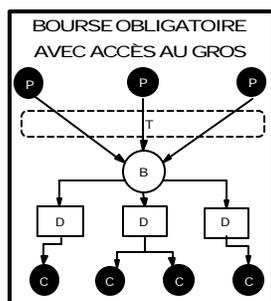
Si, par contre, l'accès à une bourse flexible serait ouvert aux consommateurs finaux (le marché au détail), elle deviendrait pour eux une option supplémentaire, les autres étant l'offre standard du distributeur et des achats directs auprès de producteurs ou de revendeurs.

Cette option soulève des considérations importantes, notamment les frais qui devraient s'appliquer aux consommateurs qui quittent et reviennent à l'offre standard, et ce afin d'éviter que ces gestes n'entraînent pas un transfert de coûts

³⁹ En Californie, cependant, certains producteurs sont obligés de vendre leur électricité à la bourse.

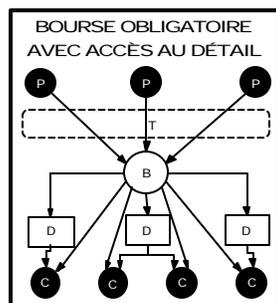
aux autres consommateurs de l'offre standard. Enfin, soulignons qu'il demeure également possible que l'accès à la bourse soit limité à certaines catégories de consommateurs, avec tous les problèmes d'équité qu'une telle solution pourrait poser. Nous discutons davantage de ces questions au chapitre III.

b) Bourse obligatoire



Une bourse obligatoire limitée au marché du gros serait reconnue comme étant le seul acheteur d'électricité directe (des fournisseurs) et la seule source d'achat pour les réseaux de distribution. Elle coordonnerait ainsi tous les échanges d'électricité sur un territoire donné et assurerait le choix des ressources à moindre coût, sur une base à très court terme. Elle remplacerait ainsi plusieurs fonctions décisionnelles des monopoles traditionnels.

Il est également possible que l'accès à une bourse obligatoire soit ouvert aux consommateurs finaux (le détail). Ainsi, tout consommateur pourrait acheter soit directement de son distributeur, soit directement de la bourse. La variabilité des prix d'une bourse pourrait être intéressante pour certains consommateurs qui ont les moyens de déplacer leur consommation. Ces consommateurs peuvent également avoir accès à des mécanismes financiers de couverture des risques.



Une telle bourse ferait en sorte que les échanges soient optimisés, économiquement parlant, et les coûts ainsi minimisés⁴⁰. En contrepartie, elle pourrait étouffer l'émergence de services et de prix individualisés (p. ex. les services d'efficacité énergétique, le marketing d'énergie verte, l'offre combinée de services énergétiques et d'autres services domiciliaires ou commerciaux, etc.), ce que les échanges bilatéraux au détail, selon certains, stimuleraient.

Comme dans le cas d'une bourse flexible, un consommateur voulant acheter auprès de la bourse pourrait soit payer des prix qui varieraient selon chaque minute de chaque journée, conformément aux prix de marché, soit s'entendre avec un intermédiaire financier (marchands, etc.) pour assurer un nivellement des prix sur l'année, par le biais de mécanismes de couverture des risques, par exemple. Autrement, il pourrait continuer d'acheter auprès de son distributeur, lequel achèterait de la bourse. Dans ce dernier cas, le distributeur pourrait offrir des prix nivelés (basés sur des estimations des coûts moyens), tout comme il pourrait

⁴⁰ Il existe cependant des craintes qu'un tel accent mis sur le court terme pourrait mener à des résultats sous-optimaux à long terme. Par exemple, une telle bourse pourrait poser des problèmes importants pour les énergies renouvelables et intermittentes, ce qui pourrait, suivant l'évolution future des prix de combustibles, avoir un effet néfaste sur les prix à long terme. Aussi, cet accent sur le court terme pourrait négliger des externalités environnementales.

également offrir sa propre version d'une tarification différenciée dans le temps. Rappelons que ces prix seraient toujours sujets à une surveillance réglementaire.

2. Bourses multiples

Dans le cadre d'un marché concurrentiel avec une bourse flexible, il est possible que plusieurs bourses se forment. Ces bourses pourraient être créées par tout agent économique et existeraient l'une à côté de l'autre, la fonction «bourse» n'étant pas un monopole naturel. À la limite, elles pourraient remettre en cause la nécessité d'une bourse « officielle ». Cependant, une telle évolution serait beaucoup plus probable dans le cadre d'une structure permettant la concurrence au détail et non seulement sur le marché du gros.



III. OPTIONS POUR LE QUÉBEC

A. Introduction

En raison d'une série de particularités propres au Québec, les obstacles et impératifs touchant une restructuration de son marché de l'électricité sont différents de ceux qu'on trouve ailleurs sur le continent nord-américain. Le présent chapitre vise à décrire chacun des modèles qui s'offrent au Québec, et, pour ceux qui rompent avec le statu quo, d'examiner davantage les mécanismes et choix devant être faits afin d'assurer une réelle concurrence.

B. La situation avant le règlement 659

Avant le 1^{er} mai 1997, date de la mise en vigueur du règlement 659 d'Hydro-Québec, le marché de l'électricité du Québec ressemblait au marché traditionnel, c'est-à-dire un monopsonne verticalement intégré desservant un territoire donné.

L'existence des réseaux municipaux de distribution⁴¹ ne représente pas réellement une forme de concurrence, puisque ces distributeurs n'ont d'autre choix que de produire leur propre électricité ou d'en acheter d'Hydro-Québec. Dans le même esprit, l'existence de producteurs privés ne constitue pas non plus une forme de concurrence à Hydro-Québec, puisque la société d'État est libre de signer ou non des contrats à long terme, les producteurs étant dépourvus d'autres moyens de faire transiter leur électricité à d'autres acheteurs potentiels.

Ce modèle aurait permis l'application de la planification intégrée de ressources⁴², ce qui devient de plus en plus difficile dans les autres modèles. Si le Québec voulait

⁴¹ Pour les fins de ce rapport, le terme « réseaux municipaux » fait référence aux neuf réseaux municipaux de distribution au Québec ainsi qu'à l'unique réseau privé d'électricité au Québec, soit la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville.

⁴² La planification intégrée des ressources (PIR) est une méthode de planification composée notamment de quatre éléments fondamentaux, soit : (1) le traitement de l'efficacité énergétique sur un pied d'égalité avec les options de production, (2) l'incorporation, dans toute analyse menant à une décision quant aux ressources à choisir, des externalités (coûts et bénéfices) environnementaux associés à chaque option, (3) la participation du public à chaque niveau de l'élaboration des plans de ressources et (4) la minimisation explicite des risques inhérents à l'incertitude quant aux prévisions de la demande.

La PIR fut l'approche privilégiée par la Table de consultation du Débat public sur l'énergie (Gouv. du Québec 1996c, 69), tout comme par la politique énergétique du Québec (Idem 1996a, 26-27). La *Loi sur la Régie de l'énergie* incorpore plusieurs éléments de la PIR, sans toutefois utiliser ce terme (Idem 1996b).

revenir au modèle d'un monopole verticalement intégré, le gouvernement devrait abroger le règlement 659.

C. Statu quo — ouverture limitée du marché de gros

Depuis le 1^{er} mai 1997, la concurrence sur le marché du gros est instaurée, quoique de façon très limitée. Le règlement 659, basé sur le tarif *pro forma* de l'ordonnance 888 de la FERC, permet à tout producteur d'électricité d'emprunter les lignes de transport d'Hydro-Québec, moyennant des tarifs publiés et selon des modalités précises, pour vendre son électricité soit au Québec (aux distributeurs municipaux et Hydro-Québec), soit à l'extérieur (aux services publics, négociants, bourses ou clients au détail, suivant les lois et règlements en vigueur dans chacun de ces États et provinces voisins)⁴³. Cependant, la vente de l'électricité par des producteurs québécois aux distributeurs québécois autres qu'Hydro-Québec (c.-à-d. les distributeurs municipaux) est interdite par le décret 618-97, discuté plus loin.

Le niveau réel d'accès libre aux marchés du gros est donc limité⁴⁴.

⁴³ Il est important de souligner que, en mars 1997, le règlement 659 est venu remplacer le règlement 652, qui n'était pas encore en vigueur à ce moment. Le règlement 652 aurait permis le transit vers l'extérieur du Québec seulement, alors que le règ. 659 qui le remplace accorde également aux distributeurs québécois le droit d'acheter de producteurs de l'extérieur du Québec. Ce changement de cap a été nécessaire afin de satisfaire aux conditions de réciprocité exigées par la FERC et reconnues de façon plus explicite dans sa décision, rendue le 15 janvier 1997 (FERC 1997b), de refuser une demande de statut de marchand de B.C. Hydro, basée sur une structure semblable à celle créée par le règ. 652. Deux semaines plus tard, le 31 mars 1997, la FERC a également refusé la demande d'Ontario Hydro. (FERC 1997c). (La FERC a finalement octroyé le statut de marchand à Powerex le 24 septembre 1997 (FERC 1997f).)

Dans le même esprit, Hydro-Québec a également effectué un virage important lorsqu'elle a décidé, dans la semaine du 25 avril 1997, de séparer la fonction transport des autres activités d'Hydro-Québec. Ainsi, une unité distincte de transport a été créée, également le 1^{er} mai 1997, relevant directement du président-directeur général (Hydro-Québec 1997a). En juillet 1997, Hydro-Québec annonçait la création de « TransÉnergie », nouveau nom de cette unité.

⁴⁴ Il est universellement reconnu qu'aucun usager final ne peut être considéré comme « grossiste ». Toutefois, la dernière politique énergétique du Québec semble diverger de cette convention. Dans l'examen des marchés possibles, on peut lire : « *Il faut déterminer à quelles catégories d'acheteurs la liberté de choix du fournisseur sera accordée — c'est-à-dire se limiter aux distributeurs, aux clients industriels, aux clients commerciaux à grand volume, soit aux marchés du gros, ou aller jusqu'aux clients résidentiels, soit jusqu'aux marchés de détail* » (Gouvernement du Québec 1996, 55) [nous soulignons]. Ainsi, un grand consommateur serait considéré, de façon erronée, comme un participant au marché du gros. Par contre, la même politique indique, deux pages plus loin, que « *Un client de gros est un client qui revend l'électricité à un autre client, tandis qu'un client de détail est en fait le consommateur final* », définition qui ressemble beaucoup plus à celle qui est contenue dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* (et plus généralement acceptée) (Idem, 57).

Il existe cependant une ambiguïté à résoudre concernant les autoproducteurs industriels. Un consommateur industriel qui produit lui-même une partie de sa production (ex. : par la cogénération, ou

Rappelons que le but ultime d'un marché concurrentiel au gros est de permettre aux consommateurs finaux de bénéficier de prix concurrentiels, obtenus pour eux par leur distributeur. À cette fin, il importe que le niveau de concurrence soit assez robuste pour que les prix puissent « se régler » eux-mêmes. Les pages qui suivent examinent davantage le niveau réel de concurrence dans le marché du gros au Québec, à la fois pour les besoins desservis par Hydro-Québec (97 %) et par les distributeurs municipaux (3 %).

1. Concurrence pour les clients du distributeur Hydro-Québec

Pour les clients du distributeur Hydro-Québec, le niveau minimal de concurrence que devait créer le règlement 659 est limité par deux faits importants, soit :

- **Pouvoir de discrimination.** Vue en sa qualité de distributeur, Hydro-Québec a accès à tout producteur (québécois, canadien ou américain) qui peut faire transporter son énergie jusqu'aux frontières du Québec. En ce sens, les consommateurs desservis par Hydro-Québec bénéficient déjà de l'accès au marché de gros nord-américain.

Cependant, la concurrence est limitée par le pouvoir de discrimination d'Hydro-Québec, c'est-à-dire par le fait qu'HQ-Distribution⁴⁵ n'est pas tenue d'obtenir son électricité selon des critères objectifs, mais peut avoir recours aux ressources d'HQ-Production même lorsqu'une énergie moins coûteuse (économiquement et/ou selon d'autres critères) est disponible sur le marché. Soulignons que, devant des situations semblables, et pour contrer les abus qui pourraient en découler, plusieurs agences réglementaires américaines ont fortement encouragé le dessaisissement (« *divestiture* ») d'une partie ou de la totalité des centrales de production détenues jusque-là par les services publics verticalement intégrés. L'opportunité d'un tel dessaisissement au Québec est traitée dans la prochaine section.

- **Pouvoir d'influer indûment sur les prix d'énergie.** Même si le pouvoir de discrimination était efficacement circonscrit, Hydro-Québec détient toujours un pouvoir de marché presque absolu, en raison de l'absence d'une quantité

encore Alcan), et qui pourrait, suivant le règlement 659 d'Hydro-Québec, emprunter les lignes de transport d'Hydro-Québec pour vendre une partie de celle-ci à l'extérieur du Québec, soit à une entreprise affiliée, soit à tout autre client potentiel, peut donc être considéré comme un grossiste. Lui permettre, à ce titre, d'acheter sur le marché du gros pour sa propre consommation équivaldrait en réalité à une première ouverture du marché au détail. Il sera important donc que la Régie clarifie la portée des termes « revendeur », « distributeur », « grossiste », etc.

⁴⁵ Par « HQ-Distribution », nous désignons la fonction distribution à Hydro-Québec qui, pour le moment, n'est toujours pas une entité distincte. Ce nom, tout comme celui de « HQ-Production », utilisé plus loin, est donc fictif.

suffisante de production indépendante au Québec, ainsi que des limites aux importations dues à la faible capacité des interconnexions. La dominance quasi totale d'Hydro-Québec sur le marché de la production limite sérieusement les choix auxquels aurait accès HQ-Distribution, ce qui fait en sorte que les prix d'Hydro-Québec ne sont pas sujets à la discipline de la concurrence. Pour cette raison, les prix d'énergie dans le contexte actuel doivent demeurer réglementés.

En plus de ces deux obstacles à la concurrence réelle, la tarification du transport présentement en vigueur (selon le règlement 659) est peu équitable à l'égard des producteurs non hydro-québécois, principalement en raison de l'utilisation de tarifs timbres-poste avec l'inclusion dans la base tarifaire de lignes à haute tension dédiées aux unités nordiques de l'entreprise. En Colombie-Britannique, de telles lignes sont exclues de la base tarifaire du réseau, étant plutôt comptabilisées en tant qu'actifs des unités de production (BCUC 1996). Nous traitons de ce dernier enjeu au chapitre IV.

2. Concurrence pour les distributeurs municipaux et privé

En ce qui concerne les 3 % du marché québécois dont la distribution est détenue et gérée par des systèmes municipaux, une disposition de la *Loi sur la Régie de l'énergie* mérite également d'être soulignée. En effet, l'article 134 (par. 3) stipule que « une municipalité peut, avec l'autorisation du gouvernement aux conditions qu'il détermine, acheter de l'électricité de tout autre service public » (nous soulignons) (Gouvernement du Québec 1996b, 30).

Le 7 mai 1997, par le biais du décret 618-97, le gouvernement a donné une autorisation générale aux distributeurs municipaux leur permettant d'acheter du service public de leur choix (Idem 1997a). Toutefois, ce droit est limité à l'achat d'un « service public à l'extérieur du Québec », excluant ainsi les producteurs privés du Québec⁴⁶. De plus, la portée du terme « service public » est ambiguë, et pourrait exclure les achats de producteurs qui ne détiennent pas de territoires de service exclusifs (p. ex. Enron)⁴⁷.

De plus, comme nous l'avons indiqué précédemment, le pouvoir de marché que détient Hydro-Québec dans la production est quasi total, lui donnant la possibilité d'avoir des comportements anticoncurrentiels (p. ex., de lancer des « guerres de prix » contre un producteur qui tenterait d'obtenir la clientèle d'un distributeur

⁴⁶ Ce droit est également limité aux services publics situés dans un État ou une province qui permet l'achat (pour revente) de l'électricité (condition de réciprocité).

⁴⁷ Il faut noter que le règlement 659 définit le terme « service public » de manière à inclure tout négociant (producteur ou revendeur) d'électricité. Cependant, cette définition n'est pas explicitement adoptée par le décret.

municipal). Cela pourrait expliquer, par ailleurs, le fait que le « cap » légiféré sur les tarifs de ces distributeurs n'ait pas été modifié depuis l'adoption du règlement 659 et du décret 618-97.

Enfin, il n'est pas certain que la séparation de la fonction transport effectuée par la création de la division TransÉnergie est suffisante pour empêcher que le contrôle du réseau de transport ne soit utilisé pour avantager la production d'Hydro-Québec par rapport à celle de ses concurrents. Ces contraintes viennent s'ajouter au pouvoir de marché sur les prix, diminuant davantage les choix des distributeurs municipaux et donc la concurrence réelle qui s'exerce sur ces marchés.

D. Ouverture complète au marché du gros (échanges bilatéraux)

Au-delà des limites qui existent déjà, et de la modification qui pourrait être apportée au droit d'acheter des distributeurs municipaux, le Québec pourrait s'engager à ouvrir entièrement son marché du gros à une réelle concurrence.

Les enjeux et les obstacles à une concurrence réelle dans le marché du gros, comme nous l'avons indiqué dans la section précédente, sont considérables. Pour qu'un tel marché soit performant eu égard aux objectifs d'efficacité économique et de minimisation des coûts⁴⁸, deux modifications substantielles à la structure actuelle s'imposent.

- **Pouvoir de discrimination.** À Hydro-Québec, une scission « verticale » entre les fonctions de production, d'une part, et de transport et distribution, d'autre part, serait nécessaire pour qu'aucun propriétaire de lignes ne soit en mesure de favoriser sa propre production au détriment de celle de ses concurrents, en raison de ses pratiques de gestion du transit ou d'achats d'électricité⁴⁹.
- **Pouvoir de marché sur les prix.** Une scission « horizontale » entre les différentes unités de production d'Hydro-Québec serait nécessaire pour qu'aucun producteur participant au marché concurrentiel ne soit propriétaire d'installations lui permettant, de par leur taille principalement, d'influer indûment sur les prix de marché. La production totale pouvant entrer sur le marché doit donc être bien répartie entre un nombre important de participants.

⁴⁸ Évidemment, l'efficacité économique et la minimisation des coûts ne sont que deux objectifs, parmi d'autres, qu'une société pourrait viser en structurant ses marchés de l'électricité. L'examen des options visant à assurer la réalisation d'autres objectifs, notamment sociaux et environnementaux, méritent autant de rigueur. Cependant, un tel examen ne fait pas partie de l'objet de cette étude.

⁴⁹ La création de TransÉnergie entraîne du moins une atténuation du pouvoir discriminatoire associé à la fonction transport. Cependant, le pouvoir d'HQ-Distribution de favoriser HQ-Production demeure un obstacle important à l'émergence d'un marché concurrentiel.

Ces deux modifications seraient requises, que la concurrence soit limitée au marché du gros, ou qu'elle soit étendue aux marchés du détail. Comme nous l'avons vu au chapitre II, aux États-Unis, c'est la FERC qui a le mandat d'assurer la réalisation de ces conditions pour le marché du gros. Du côté de la concurrence au détail, ce sont les États, individuellement, qui détiennent cette responsabilité⁵⁰. Au Québec, c'est la Régie de l'énergie qui détient cette responsabilité, pour le marché du gros comme pour celui du détail⁵¹.

1. Mesures pour contrer un pouvoir de discrimination

Pour qu'il puisse exister une concurrence réelle sur le marché du gros au Québec, HQ-Distribution devrait être tenue de choisir ses sources d'électricité selon des critères objectifs, sans discrimination en faveur d'HQ-Production.

À cette fin, il est impératif que les fonctions « transport », « production » et « distribution » soient séparées et gérées de façon distincte, de manière à ce que les échanges physiques soient accompagnés d'échanges financiers transparents.

Une telle scission verticale peut se faire de deux façons, soit par une séparation fonctionnelle (« *functional unbundling* »), soit par une séparation corporative (« *corporate divestiture* »).

a) Séparation verticale fonctionnelle

La séparation fonctionnelle désigne une séparation des différentes fonctions à l'intérieur d'un service public, sur le plan de la gestion et de la comptabilité, sans que l'entreprise doive se départir financièrement d'une ou de plusieurs de ces fonctions⁵². Toutefois, la séparation fonctionnelle soulève certains problèmes.

Même si les divisions sont fonctionnellement séparées, leurs intérêts demeurent les mêmes — ceux de la société mère — et elles pourraient chercher, de diverses façons, à exercer une discrimination en faveur de leurs « cousins », diminuant ainsi la concurrence réelle et transparente. Cela risque d'être le cas actuellement avec

⁵⁰ Cette situation pourrait changer si l'un des nombreux projets de loi présentement devant le Congrès américain à ce sujet devenait loi fédérale. Parmi les projets de loi fédéraux touchant la restructuration des marchés de l'électricité (*Critical Mass 1996a,b, Energy Online 1997a,b*), trois proposent de légiférer pour que les États soient obligés d'ouvrir leurs propres marchés à la concurrence au détail (*U.S. Congress 1997a,b,c*).

⁵¹ Pour un ensemble de raisons, l'Office national de l'énergie du Canada n'est pas habilitée à jouer un rôle correspondant à celui de la FERC.

⁵² La création récente de « TransÉnergie » représente justement une séparation fonctionnelle de la fonction transport.

TransÉnergie, qui serait tentée de faciliter les transactions d’HQ-Production au détriment d’autres producteurs. En particulier, trois types de problèmes réels liés à cet intérêt commun risquent de se poser.

- **Partage d’informations stratégiques.** L’entreprise pourrait abuser de la séparation fonctionnelle en permettant l’échange d’informations stratégiques entre différentes unités. Par exemple, HQ-Distribution pourrait partager avec HQ-Production des informations sur les prix contenus dans les soumissions de ses concurrents, ce qui permettrait des pratiques anticompétitives évidentes. Aussi, dans la mesure où des resserrements du transport se font sentir, HQ-Transport (TransÉnergie) pourrait prévenir HQ-Production à l’avance, au détriment de ses concurrents.

De tels échanges d’informations stratégiques, entre employés d’une même entreprise travaillant dans un même bâtiment, seraient difficiles à empêcher et donneraient un avantage indu à HQ-Production par rapport à ses concurrents, ce qui pourrait mener à une pression à la hausse sur les prix.

- **Achats discriminatoires.** Vu l’intérêt partagé de ces différentes entités, HQ-Distribution pourrait être tentée d’acheter son énergie auprès d’HQ-Production, même lorsque des concurrents offrent des prix plus avantageux. Évidemment, cette pratique serait souvent dans l’intérêt d’Hydro-Québec, mais pas nécessairement du consommateur.

- **Transfert de coûts.** L’entreprise pourrait tenter de transférer des coûts associés à ses unités non réglementées à celles qui le sont (CAC 1997). Un tel transfert, qui se ferait dans le cadre de l’élaboration de la base tarifaire des entités réglementées (transport et distribution), résulterait en l’augmentation de ces bases tarifaires, qui sont sujettes à une garantie de rendement raisonnable, et en une réduction correspondante des coûts attribués à la production. Il s’agirait ainsi d’une subvention déguisée des consommateurs québécois à Hydro-Québec et, ainsi, à l’ensemble de ses clients, incluant notamment ses clients américains et canadiens.

De tels transferts pourraient facilement passer inaperçus, étant donné la complexité des analyses d’allocation des coûts entre entités réglementées et non réglementées. Dans la mesure où de tels efforts réussissent, les consommateurs réglementés paieraient plus cher pour permettre aux clients non réglementés (p. ex. à l’exportation) d’HQ-Production de bénéficier de prix plus attractifs.

Il est également possible qu’Hydro-Québec transfère le contrôle de ses actifs de transport à une entité indépendante, qui agirait ainsi à titre de gestionnaire

indépendant du réseau⁵³. Cette option ne s'attaquerait efficacement qu'à une seule des nombreuses possibilités d'abus, soit celle où TransÉnergie partagerait de l'information sur les resserrements avec HQ-Production. Elle ne réglerait aucunement, cependant, les autres problèmes soulignés ici.

b) Séparation verticale corporative

Une autre approche à la scission verticale est la séparation corporative (« *corporate divestiture* »), soit la création d'entreprises entièrement distinctes pour chacune des fonctions de production, de transport et de distribution de l'électricité.

En ce qui concerne le transport, la séparation corporative pourrait être nécessaire pour les raisons soulevées auparavant. Si tel était le cas, deux options de séparation se présenteraient, soit :

- le transfert d'actifs à une nouvelle société d'État (p. ex. « TransÉnergie Québec »), ou
- la vente des actifs au secteur privé (privatisation).

À la limite, il se peut que la création d'une nouvelle société d'État, quoique corporativement distincte d'Hydro-Québec, serait également compromettante, puisqu'elles seraient toutes deux détenues par le même actionnaire, soit le

⁵³ La gestion par une entité indépendante constitue la solution légiférée en Californie et en Alberta, et privilégiée dans de nombreuses autres administrations. En Californie et ailleurs, les lignes appartenant aux services publics traditionnels sont gérées par des gestionnaires indépendants de réseau (GIR) — soit des organismes sans but lucratif mandatés uniquement à cette fin et n'ayant aucun lien avec le propriétaire des lignes (California 1996, 3 et CPUC 1996).

En Alberta, quatre services publics (Alberta Power, TransAlta, Edmonton Power et City of Calgary Electric System) se sont mis ensemble pour former le Grid Company, ou « GridCo ». Le GridCo était par la suite nommé par le gouvernement à titre d'administrateur du réseau de transport provincial. Les décisions concernant la coordination physique des transactions relevaient du GIR qui, lui, relevait de GridCo (TransAlta Utilities avait été nommé GIR pour l'année 1996). GridCo est une coentreprise limitée à la gestion du réseau (transactions physiques et financières), les services publics conservant toujours la propriété et la responsabilité des fonctions de construction et d'entretien (GridCo 1996 et Power Pool 1996 et Government of Alberta 1997a).

Après deux ans d'essais, le gouvernement albertain a remis en cause le choix de GridCo comme administrateur et a lancé un appel de propositions à cet égard. Le 21 juillet 1997, le gouvernement a accepté les recommandations du Transmission Administrator Advisory Panel, à l'effet qu'une autre compagnie sans lien avec les services publics impliqués dans la production (le « Electricity Supply Board »), soit mandaté dorénavant pour administrer le réseau (Government of Alberta 1997b). Cette décision est intéressante dans la mesure où elle démontre un problème potentiel associé à la gestion du réseau par une ou plusieurs parties intéressées. Ce défi est d'autant plus grand au Québec, où toutes les lignes de transport sont détenues par une même compagnie.

gouvernement du Québec, partageant ainsi un même intérêt ultime. Ce problème potentiel est par ailleurs accentué du fait que le propriétaire unique, le gouvernement du Québec, peut également influencer sur la réglementation à l'avantage de ses sociétés d'État, soit par son pouvoir de décret, soit par son pouvoir de donner des directives à la Régie de l'énergie.

En ce qui concerne la séparation des actifs de production et de distribution, les options sont moins simples. En particulier, et en raison principalement de la grande taille de certaines installations existantes, la vente de certains actifs de production pourrait se révéler problématique. Toutefois, rien n'empêche une solution hybride, par exemple que TransÉnergie soit vendue au secteur privé, que la fonction distribution demeure à Hydro-Québec et que les unités de production soient transférées à une nouvelle société d'État⁵⁴.

2. Mesures pour contrer un pouvoir sur les prix de l'énergie

Dans le contexte québécois, le pouvoir de marché sur les prix d'énergie que détient Hydro-Québec pose un obstacle considérable à l'avènement d'une réelle concurrence, que ce soit dans le marché du gros ou du détail, avec ou sans bourse. La détermination rigoureuse du pouvoir de marché d'un producteur requiert des études détaillées. La FERC, dans sa jurisprudence, a élaboré des méthodes précises à cette fin, mais il revient à la Régie de l'énergie de déterminer les méthodes à appliquer au Québec à cet égard⁵⁵.

Pour ce qui est du Québec, le pouvoir de marché d'Hydro-Québec est fonction notamment des éléments suivants, qui ensemble composent le marché :

- la production détenue ou contrôlée par Hydro-Québec⁵⁶,
- la production indépendante au Québec,

⁵⁴ Une autre solution hybride permettrait à Hydro-Québec de demeurer propriétaire de certaines grandes installations (p. ex. La Grande et Manic), tout en vendant au privé ses plus petites centrales de production. Un tel scénario pourrait inclure une entente à long terme entre HQ-Distribution et les grandes centrales à bas prix, une option qui sera examinée en détail plus loin.

⁵⁵ Au moment de la rédaction de ce rapport, la FERC réfléchit sur des centaines de pages d'analyse concernant le pouvoir de marché que peut détenir Hydro-Québec sur les marchés américains. Il importe de souligner que toute conclusion de la FERC à ce sujet ne pourrait, pour des raisons évidentes, s'appliquer au pouvoir de marché d'Hydro-Québec sur le marché québécois.

⁵⁶ En excluant les centrales non reliées au réseau principal, par exemple les centrales au diesel situées en dehors du réseau principal, comme celles dans le Grand Nord et aux Îles-de-la-Madeleine. Pour les fins de cette étude, l'énergie et la puissance provenant des chutes Churchill achetées par Hydro-Québec (environ 34,3 TWh par année et 5 128 MW sur une puissance installée de 5 428 MW) seront traitées comme faisant partie intégrante de son réseau.

- les autoproducteurs au Québec, et
- les importations potentielles⁵⁷.

Si l'on compare ces quantités, il ressort que la part de marché d'Hydro-Québec vis-à-vis toute l'électricité pouvant être produite ou importée sur le marché québécois dépasse légèrement les 90 %⁵⁸.

Le pouvoir de marché d'Hydro-Québec sur le marché québécois est donc énorme. Rappelons que le critère généralement utilisé à cet égard stipule qu'un producteur peut détenir un pouvoir de marché dès que sa part de marché atteint les 20 % à 30 %. Ce constat implique que même si les structures institutionnelles au Québec ressemblaient à celles d'un marché concurrentiel, la part de ce marché que contrôlerait Hydro-Québec lui donnerait le pouvoir *de facto* de déterminer les prix du marché, et ce au-dessus de leur niveau « naturel » si une concurrence faisable ou parfaite existait⁵⁹. Aux États-Unis, un tel niveau de dominance sur le marché serait sans aucun doute invoqué par la FERC pour refuser à l'entreprise en question le pouvoir de vendre à des prix non réglementés⁶⁰.

⁵⁷ La capacité d'importation d'électricité à Hydro-Québec est limitée à 3 820 MW au total, soit 1 670 MW de la Nouvelle-Angleterre, 1000 MW de l'État de New York, 365 MW de l'Ontario et 785 MW du Nouveau-Brunswick (Hydro-Québec 1997d, 6). Cette capacité d'importation est limitée par les contraintes de transport aux frontières, par la capacité des interconnexions proprement dites et par le besoin de maintenir l'équilibre offre-demande partout dans le réseau (CSA 1997, 7). Même s'il était possible d'importer toute cette électricité en même temps, cela ne représenterait qu'environ 8 % des besoins globaux du Québec en 1997 (compilé de Hydro-Québec 1997c, 20).

Cette limite aux interconnexions a été soulignée par M. William Lindsay dans son affidavit supplémentaire soumis à la FERC par H.Q. Energy Services (U.S.) le 22 juillet 1997 :

« Hydro-Québec has an unusually small amount of interconnection capacity with US markets relative to the amount of its generating capacity. HQ's interconnection with New York (Niagara Mohawk and NYPA), for example, is less than four percent of its generating capacity. By way of contrast, Niagara Mohawk's interconnection capacity with Rochester Gas & Electric is over 14 percent of Niagara Mohawk's generating capacity, and its interconnection capacity with ConEd is over 35% of Niagara Mohawk's generating capacity » (Lindsay 1997, 3-4).

⁵⁸ Compilée de Hydro-Québec 1997b, 62 et Gouvernement du Québec 1995, 56.

⁵⁹ Les économistes parlent de « concurrence parfaite » pour désigner une situation qui, en réalité, n'existe pratiquement jamais, mais également d'une « concurrence faisable » (« *workable competition* ») pour désigner une concurrence suffisamment élevée pour empêcher des comportements monopolistiques ou oligopolistiques.

⁶⁰ La FERC a récemment refusé à la New York State Electricity and Gas Company (NYSEG) la permission de vendre de l'électricité au prix du marché pour cette même raison. La FERC donnait ainsi raison à l'agence réglementaire new-yorkaise qui, agissant à titre d'intervenant dans la cause, a soutenu que « NYSEG's market power analysis does not reflect workable competition within its service territory that would restrain it from increasing its rates above competitive levels » (FERC 1997e, 3).

Face à une telle situation, deux mesures complémentaires peuvent être envisagées, soit :

- **Séparation horizontale.** Les installations d'Hydro-Québec pourraient être scindées en unités de production distinctes. Une telle séparation peut se faire de façon fonctionnelle (création d'unités d'affaires distinctes, mais faisant partie de la même société) ou corporative (vente d'actifs à un tiers, soit au secteur privé ou à une nouvelle société d'État).
- **Contrat particulier à long terme.** Les grands complexes d'HQ-Production peuvent être liés à HQ-Distribution par le biais d'un contrat à long terme, fixé par voie législative sur la base des coûts comptables majorés d'un rendement raisonnable⁶¹. Ainsi, HQ-Distribution n'irait sur le marché qu'à la marge, soit pour la quantité d'énergie requise qui dépasserait la production totale des grands complexes⁶².

a) Séparation horizontale

Au-delà des enjeux déjà identifiés avec le choix d'une séparation fonctionnelle ou corporative, la séparation horizontale des installations de production d'Hydro-Québec se heurte également à la nature et à la taille de ses centrales. Ainsi, les plus importantes installations d'Hydro-Québec ont des particularités qui créent de limites non négligeables à l'application réussie d'une telle scission, notamment :

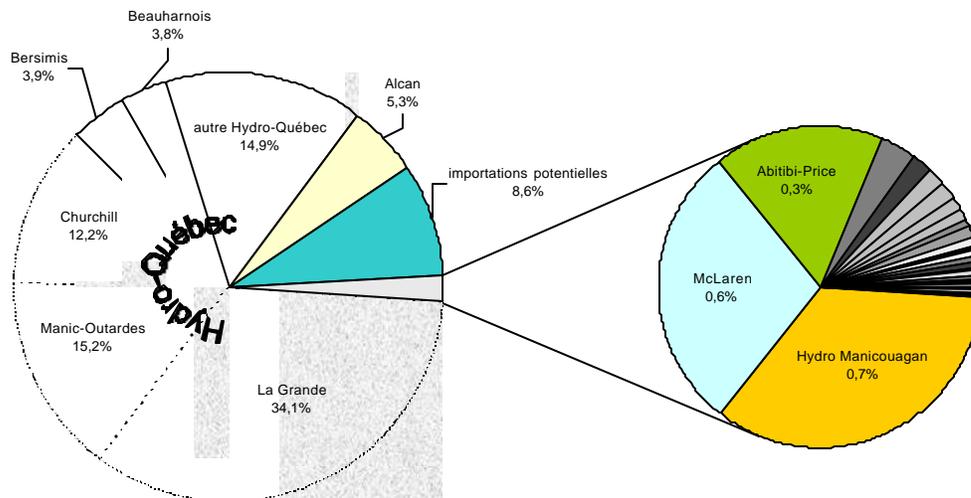
- **Centrales intégrées.** La grande majorité de la production d'Hydro-Québec provient de « complexes » composés de plusieurs centrales situées sur un même système hydrographique, et devant donc être gérées de façon intégrée, sans quoi la gestion d'une centrale en amont pourrait avoir des répercussions néfastes sur la gestion des centrales en aval. Dans un marché concurrentiel, la gestion

⁶¹ À notre connaissance, l'élément de solution que nous concevons ici n'a jamais été développé ailleurs. Il s'agit ainsi d'une proposition nouvelle, qui mériterait, évidemment, de faire le sujet d'une plus grande réflexion.

Soulignons également que cette solution ressemble à certains égards à un élément du marché concurrentiel de l'Alberta, où des mécanismes financiers ont été conçus (et légiférés) pour garantir aux consommateurs albertains les bénéfices des coûts avantageux des anciennes centrales. Toutefois, ces mécanismes n'étaient pas conçus pour minimiser un pouvoir de marché et, qui plus est, ils s'appliquaient à des centrales thermiques dont la durée de vie utile étaient plutôt limitée.

⁶² Le pouvoir de marché d'Hydro-Québec serait également amoindri advenant une augmentation massive soit de la capacité de production indépendante à l'intérieur du Québec, soit des interconnexions avec les réseaux voisins, ce qui impliquerait probablement des investissements massifs dans de nouvelles lignes de transport. Ce dernier scénario se heurterait cependant à des besoins en capital trop importants, ainsi qu'à l'opposition systématique de groupes, surtout américains, opposés depuis longtemps à la construction de lignes de transport supplémentaires.

Graphique 2. Parts de marché au Québec, incluant importations potentielles (puissance installée)



quotidienne et le pouvoir d'abus par une centrale en amont deviendraient d'autant plus importants.

Ainsi, il serait impossible en pratique de diviser les centrales de ces complexes en unités distinctes⁶³. Qui plus est, le fait que le complexe La Grande compte à lui seul pour presque 40 % de la puissance installée au Québec (en incluant Churchill Falls) laisse croire que, même avec une séparation horizontale complète, le marché québécois du gros serait encore sujet à l'exercice d'un très grand pouvoir de marché (voir graphique 2).

- **Ampleur des valeurs.** La grande majorité de la production d'Hydro-Québec provient de mégacentrales dont la valeur économique est particulièrement imposante⁶⁴. Les défis d'une telle mégaprivatisation sont de taille et, puisqu'il est peu probable que des intérêts québécois seraient en mesure de réunir le

⁶³ En Ontario, le *Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité de l'Ontario* (Commission MacDonald) est arrivé à cette même conclusion. Dans son rapport, qui propose une séparation horizontale *corporative*, elle recommande que les centrales sur un même bassin versant demeurent sous le contrôle d'une même entreprise (MacDonald Commission 1996, 59-60).

⁶⁴ À titre indicatif seulement, la valeur comptable des actifs de production hydroélectrique d'Hydro-Québec dépasse les 23 milliards de dollars. La valeur de marché est probablement substantiellement plus élevée (Hydro-Québec 1997b, 44).

financement nécessaire pour de tels achats, les plus importantes installations au Québec pourraient se retrouver dans les mains d'entreprises étrangères advenant une séparation corporative de celles-ci.

Ces obstacles à la réussite d'une séparation horizontale des actifs de production sont majeurs. Même si le deuxième pouvait être surmonté (ou si son impact était jugé acceptable), le premier demeurerait incontournable, et ferait en sorte qu'une seule entreprise détiendrait à elle seule près de la moitié de la production québécoise d'électricité.

Il serait toutefois erroné de conclure de cela que la séparation horizontale n'aurait aucun impact positif eu égard au niveau de concurrence. Ainsi, si ces grands complexes pouvaient être exclus du marché, les autres unités de production pourraient être scindées en plusieurs dizaines de centrales et de complexes de production de taille plus modeste (voir graphique 3).

À cette fin, une étude plus exhaustive devrait être entreprise afin de déterminer la façon optimale de séparer ces centrales et complexes d'HQ-Production afin d'assurer l'émergence d'une concurrence « faisable » entre eux⁶⁵. Enfin, elle devrait également déterminer si certaines centrales (p. ex. Gentilly-2) doivent demeurer la propriété de l'État⁶⁶.

b) Contrat à long terme La Grande-Manic-Churchill (LGMC)

Il est peu vraisemblable que la séparation horizontale des actifs d'Hydro-Québec permettrait d'atténuer suffisamment le pouvoir de marché des plus grandes centrales hydro-québécoises. Devant ce constat, une option supplémentaire mérite de faire l'objet d'une réflexion. Il s'agirait de dédier la production de ces installations, par le biais d'un contrat particulier à long terme avec le distributeur.

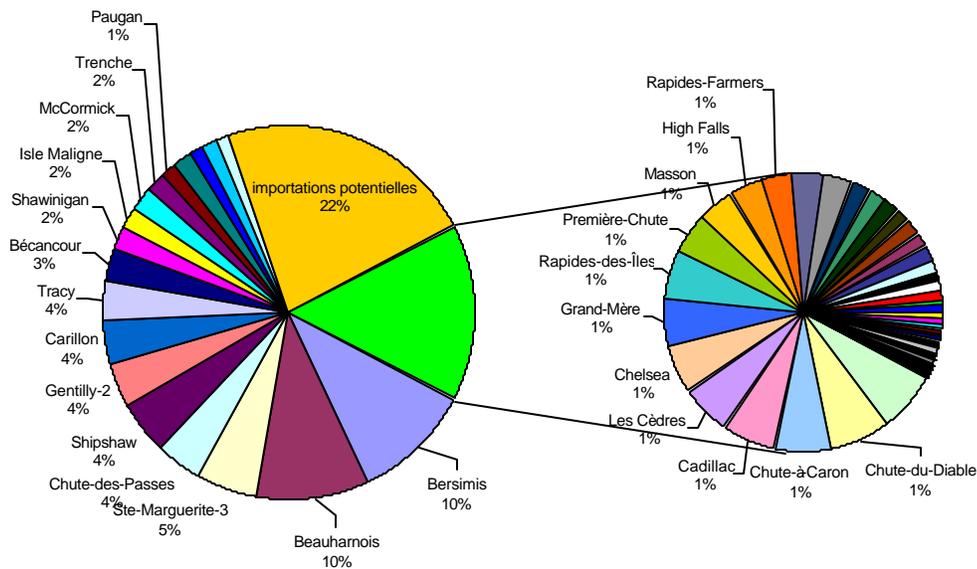
⁶⁵ Même si toutes ces unités de production pouvaient, en théorie, être séparées les unes des autres, il est possible que le regroupement de certaines d'entre elles soit souhaitable.

⁶⁶ La Commission MacDonald a par exemple proposé une séparation à géométrie variable, en proposant notamment que les centrales nucléaires (ainsi qu'un complexe hydroélectrique) subissent une séparation fonctionnelle (demeurant ainsi la propriété de l'État), alors que les autres centrales devraient subir une séparation corporative (MacDonald Commission 1996, 59-60).

Ainsi, HQ-Distribution achèterait la totalité de la production des grands complexes hydroélectriques d’HQ-Production (La Grande, Manic-Outardes et Churchill)⁶⁷. Le prix de ce contrat se refléterait sur le très faible coût comptable de cette production (intérêts et amortissement sur la partie non amortie du coût de construction) ainsi qu’un rendement raisonnable. Il est important que le contrat couvre *toute* la production des complexes concernés, livrée selon les besoins du distributeur, pour que le pouvoir de marché d’HQ-Production soit véritablement restreint. Sans quoi, HQ-Production pourrait toujours choisir d’insérer ou de retirer des quantités importantes d’énergie dans le marché concurrentiel, un comportement qui pourrait influencer indûment sur les prix.

⁶⁷ Les puissances installées de ces trois complexes sont d’environ 15 200 MW, 6 700 MW et 5 100 MW, respectivement. En supposant que le contrat à long terme est composé de leur production complète, il s’agit d’environ 140 TWh par année ([Hydro-Québec 1996a](#)). (Cette production varie d’année en année, selon les variations de la demande et de l’hydraulicité.) Ces trois complexes répondent donc à environ 87 % des besoins québécois en électricité, soit 139 TWh des 160 TWh de production requis en 1996 ([Hydro-Québec 1996b, 57](#)). Une partie de cette production devrait également être offerte aux distributeurs municipaux présentement desservis par Hydro-Québec.

Graphique 3. Parts de marché au Québec, après séparation horizontale (complexes La Grande, Manic-Outardes et Churchill exclus)



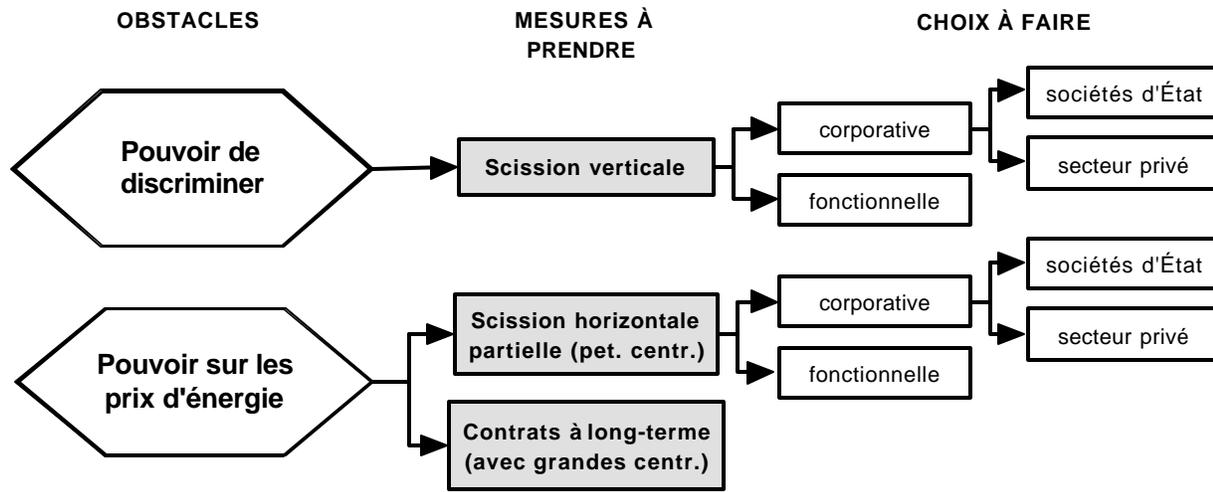
Note : Puisque certaines centrales se situent sur une même rivière, le nombre réel de concurrents pourrait être plus limité.

Pour ses besoins supplémentaires d'environ 20 TWh (en 1996), HQ-Distribution (et les autres distributeurs) achèteraient sur un marché concurrentiel, composé de producteurs américains et canadiens, de producteurs privés au Québec et de centrales anciennement hydro-québécoises mais depuis vendues au secteur privé (ou à de nouvelles sociétés d'État, voir discussion précédente), suivant une séparation horizontale. Au fur et à mesure que la demande augmenterait, cette « marge » concurrentielle prendrait une plus grande importance⁶⁸.

Dans une telle situation, où les grandes installations d'Hydro-Québec seraient retirées du marché concurrentiel, aucun joueur ne détiendrait vraisemblablement un pouvoir de marché excessif. La création d'un tel marché nécessiterait donc la séparation verticale d'Hydro-Québec, l'établissement d'un contrat à long terme entre HQ-Production et HQ-Distribution pour la production entière des plus grands complexes, ainsi que la séparation horizontale des autres actifs de production d'Hydro-Québec. L'ensemble des choix à faire est présenté au graphique 4.

⁶⁸ Les grossistes américains pourraient également acheter sur ce marché, jusqu'aux limites des interconnexions.

Graphique 4. Options pour la création d'un marché québécois véritablement concurrentiel
(au gros ou au détail)



3. Autres considérations

D'autres options et scénarios devraient également être considérés en analysant la possibilité d'étendre la concurrence à l'ensemble du marché du gros au Québec⁶⁹. Ces considérations comprennent notamment :

- **La nature de la tarification du transport.** Les tarifs de transport devraient-ils être de type timbre-poste (« *postage stamp* »), tel que prévu par le règlement 659, ou devraient-ils plutôt varier selon la distance et/ou d'autres variables (tarification selon la distance, par zone, tarification double, etc.)⁷⁰ ? Il s'agit ici essentiellement d'arbitrages entre l'efficacité économique du système, l'équité sociale recherchée par le pacte d'électricité de 1963 et les impacts environnementaux associés aux implications d'une telle décision relativement au choix des filières.

⁶⁹ En fait, ces considérations s'appliquent généralement à l'ensemble des modèles post-659, soit aux échanges bilatéraux au gros ou au détail, avec ou sans une bourse d'électricité.

- **Les règles en matière de financement de nouvelles lignes.** L'approche prévue par le règlement 659 (basé sur l'ordonnance 888 de la FERC) permet à un tiers de demander au gestionnaire du réseau (TransÉnergie) d'étudier, si des contraintes de transport se développent, les options pour répondre à ses besoins, le producteur pouvant exiger du propriétaire des lignes qu'il consacre les investissements nécessaires.

Les implications de ces règles dans le contexte québécois n'ont pas encore fait l'objet d'une réflexion rigoureuse. Il est également possible que des solutions de rechange moins coûteuses, par exemple l'efficacité énergétique dans certaines régions ciblées, seraient négligées. Comment assurer que les règles concernant la tarification du transport sont équitables et permettent que les investissements optimaux se fassent, tenant compte des enjeux environnementaux et sociaux ainsi que d'autres enjeux reliés à la concurrence ?

- **Municipalisation de la distribution.** Dans quelle mesure l'ouverture totale à la concurrence sur le marché du gros risque-t-elle de créer des pressions pour une municipalisation de la distribution ? Quelles seraient les avantages et inconvénients d'une telle modification structurelle ?

Certaines de ces questions et considérations font l'objet de discussions au chapitre IV du présent rapport, tandis que d'autres devront attendre une étude plus approfondie.

Enfin, soulignons qu'il est également possible d'organiser des échanges au gros par le biais de — ou en complémentarité avec — une bourse d'électricité. Cette possibilité est discutée à la fin du présent chapitre.

E. L'accès au détail (contrats bilatéraux)

Selon les déclarations de M. André Caillé devant la Commission de l'économie et du travail, lors d'échanges tenus dans le cadre de son mandat de surveillance en mars 1997, Hydro-Québec s'intéresse fortement à la possibilité d'ouvrir le marché québécois à une concurrence au détail (avec échanges bilatéraux). En même temps, il a indiqué qu'une telle ouverture serait accompagnée d'une « offre standard », soit

⁷⁰ « Timbre-poste » fait référence à un tarif unique partout sur le territoire. « Selon la distance » fait référence à un tarif basé sur la distance parcourue. « Par zone » fait référence à la possibilité de diviser le réseau de transport en régions distinctes, chacune ayant son propre tarif timbre-poste (par exemple, le Québec pourrait être divisé en régions « Nord-Est », « Nord-Ouest » et « Sud »). « Tarification double » fait référence à l'application de deux tarifs distincts, l'un pour les producteurs et l'autre pour les consommateurs, tel qu'appliqué présentement en Alberta. Voir chapitre IV, page 62.

un prix réglementé offert à tous ceux qui ne voudraient pas «magasiner» leur électricité.

Cependant, pour les raisons évoquées précédemment pour le marché du gros, il est invraisemblable que l'ouverture du marché du détail au Québec puisse en soi être suffisante pour établir une concurrence réelle, capable de minimiser les prix ainsi déréglementés.

Or, le contrat LGMC proposé précédemment pour assurer une réelle concurrence sur le marché du gros s'appliquerait également à la concurrence au détail. Ainsi, la production des grands complexes hydroélectriques pourrait être dédiée, par le biais de contrats à long terme, à HQ-Distribution, cette dernière devant acheter sur le marché concurrentiel pour ses besoins supplémentaires. Comme nous l'avons déjà indiqué, cette formule nécessiterait également une scission verticale et horizontale d'Hydro-Québec (voir figure 4 ci-dessus).

Dans ce cas, HQ-Distribution utiliserait l'énergie de ce contrat pour son offre standard. Suivant la demande pour l'offre standard, le distributeur pourrait également devoir, en plus de son contrat à long terme, acheter des quantités supplémentaires sur le marché concurrentiel. Si, par contre, sa demande pour l'offre standard s'avérait inférieure à la production des grands complexes hydroélectriques, elle pourrait stocker l'énergie non requise dans les réservoirs. Enfin, si la capacité de stockage n'était pas suffisante pour éviter des risques de déversement, HQ-Distribution pourrait alors vendre l'excédent sur le marché du gros (soit aux autres distributeurs québécois, soit sur les marchés étrangers). Dans ce dernier cas, le prix d'achat de cette énergie étant très bas, HQ-Distribution ferait très probablement des profits, qui seraient utilisés pour réduire ses revenus requis, réduisant ainsi le prix de l'offre standard. Cette question est approfondie davantage au chapitre IV du présent rapport.

La concurrence au détail se ferait donc à la marge, entre les consommateurs ne voulant pas participer à cette offre et les producteurs autres que les grands complexes hydroélectriques dédiés. Une telle solution n'a jamais, à notre connaissance, été adoptée ailleurs. Si elle devait être retenue au Québec, il est probable, étant donné les faibles coûts associés aux centrales qui seraient liées par contrat à long terme, que l'offre standard représenterait l'option la moins dispendieuse sur le marché. Ainsi, il est prévisible que la grande majorité des achats au Québec se feraient auprès du distributeur réglementé qui, pour que son offre soit suffisante, devrait également acheter sur le marché concurrentiel⁷¹.

⁷¹ Toutefois, plus le distributeur devra acheter sur le marché concurrentiel, plus le prix de son offre standard risque de grimper.

Le résultat le plus probable d'un tel scénario est que la presque totalité des consommateurs québécois s'approvisionneraient auprès du distributeur qui, lui, magasinerait pour la partie de ses besoins qui dépasse son contrat à long terme⁷². Ainsi, l'ouverture formelle du marché du détail n'aurait que peu de conséquences, puisque presque personne ne choisirait de s'en prévaloir.

Il est également possible, mais peu probable, à mesure que le prix de l'offre standard augmente avec la demande, qu'une partie non négligeable des consommateurs québécois choisissent un fournisseur autre que l'offre standard. Une telle situation ne poserait aucun problème économique ou d'équité, dans la mesure où des règles équitables seraient établies. En particulier, il faudrait songer à l'application de frais supplémentaires à ceux qui voudraient revenir à l'offre standard après l'avoir quittée (ou à d'autres formules semblables).

F. Bourse de l'électricité du Québec

Au-delà du choix de niveau d'accès au marché concurrentiel (gros ou détail), le Québec pourrait choisir de créer une bourse de l'électricité, selon un des modèles décrits au chapitre II.

1. Obligatoire ou flexible

La première question à régler, advenant une décision de procéder à la mise en place d'une bourse québécoise d'électricité, serait de choisir entre une bourse obligatoire ou une bourse flexible. Si on veut permettre des contrats bilatéraux à l'extérieur de la bourse, la bourse doit être flexible. Si elle est obligatoire, par contre, toute l'électricité produite ou consommée au Québec devrait y passer. Soulignons toutefois que dans le cadre d'un contrat LGMC (contrat à long terme pour l'énergie produite par les grandes centrales hydro-québécoises), cette énergie ne passerait pas par la bourse, mais se rendrait plutôt directement au distributeur.

2. Niveaux d'accès

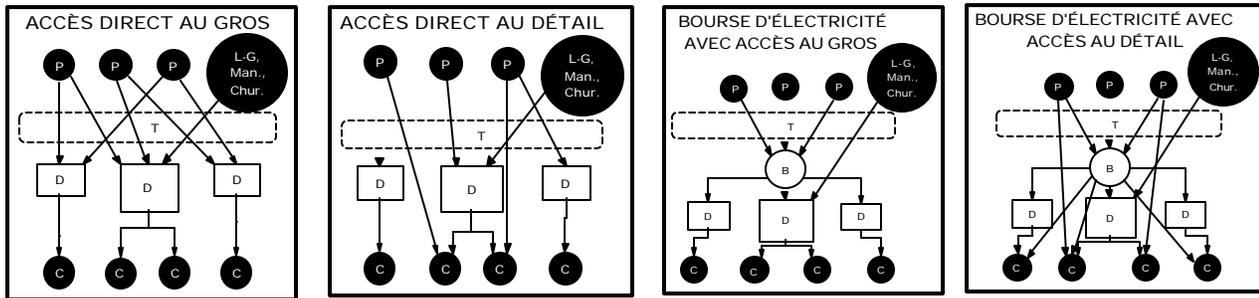
Dans un deuxième temps, le Québec devrait décider si l'accès à cette bourse se limiterait au marché du gros ou s'il s'étendrait également au marché du détail.

a) Avec concurrence au gros

Une bourse obligatoire agissant dans un marché limité à la concurrence au gros deviendrait l'unique lieu de ventes pour des producteurs et revendeurs, et l'unique

⁷² D'autres mécanismes, plus compliqués, pourraient également être envisagés si un consensus émergeait au Québec à l'effet qu'une concurrence vigoureuse au détail serait en soi un but à rechercher.

Figure 4. Concurrence réelle dans le marché québécois selon chaque option d'accès, sans et avec bourse



Note (1) : Pour chaque schéma, Hydro-Québec (Distribution) est représenté par le distributeur au centre.

Note (2) : Pour faciliter la lisibilité, le rôle de revendeurs autres que les distributeurs n'est pas indiqué sur ces schémas.

Note (3) : Le contrat à long terme proposé dans ce rapport est indiqué dans tous ces schémas.

Note (4) : Tel que nous l'avons expliqué auparavant, plusieurs sous-modèles s'appliquent à chacun des modèles présentés ci-dessus.

lieu d'achat pour les distributeurs qui, eux, vendront l'électricité aux usagers finaux. Par contre, s'il s'agit d'une bourse flexible, les distributeurs auraient également la possibilité de signer des contrats directement avec des producteurs ou des revendeurs.

Pour éviter que les prix d'une telle bourse ne puissent être manipulés, il importe de s'assurer qu'aucun producteur ou revendeur ne détient une part trop importante du marché, avant que la bourse soit créée.

Dans le cadre de l'option du contrat LGMC, pour atténuer un tel pouvoir de marché, l'énergie provenant des trois grands complexes couverts par ce contrat ne passerait évidemment pas par la bourse, et donc n'aurait aucune influence sur son comportement. Rappelons que, selon cette hypothèse, au départ le marché consisterait de (1) quelque 7 000 MW de production anciennement hydro-québécois mais depuis horizontalement scindés et dessaisis, (2) quelque 3 000 MW de producteurs privés au Québec et (3) quelque 3 000 MW pouvant être importés d'une multitude de fournisseurs de l'extérieur du Québec.

b) Avec concurrence au détail

L'autre option serait d'ouvrir l'accès à la bourse au marché du détail. Si la bourse est obligatoire, elle serait l'acheteur unique auprès des producteurs d'électricité (autres que les grandes centrales dédiées, dans le scénario que nous avons développé auparavant), alors que les consommateurs auraient le choix entre l'offre standard et l'achat direct auprès de la bourse. Si la bourse est flexible, par contre,

des producteurs et revendeurs pourraient également vendre aux usagers finaux. Dans ce cas, les consommateurs auraient le choix d'acheter (1) des producteurs et revendeurs, (2) de la bourse ou (3) de l'offre standard de leur distributeur.

3. Variabilité des prix

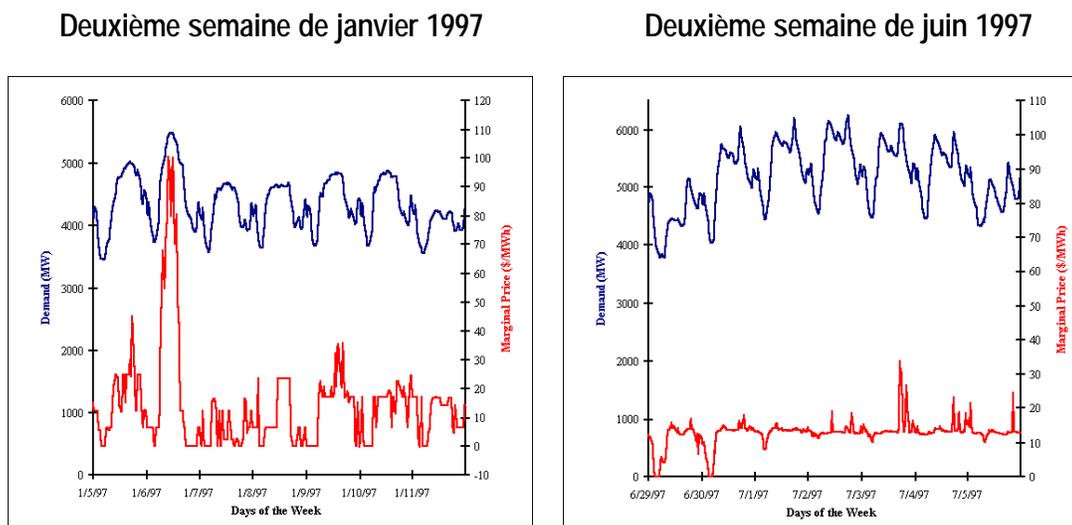
Les prix d'une bourse d'électricité peuvent varier énormément (voir graphique 1 à la page 21 et graphique 6, ci-dessous). Cette variabilité, qui joue à la fois sur une base quotidienne, hebdomadaire et saisonnière, reflète les équilibres économiques réels, mais risque d'être problématique pour les consommateurs, les coûts énergétiques étant un élément important de la rentabilité de plusieurs industries, de même que des ménages, notamment à faible revenu.

Au Québec, dans le cadre d'un accès au détail jumelé à une bourse d'électricité et au contrat LGMC, le consommateur pourrait choisir entre (1) l'offre standard réglementée du distributeur et (2) les prix de la bourse, ce dernier étant une forme de tarification différenciée en temps réel. Il pourrait également, si la bourse était de type flexible, choisir d'acheter directement auprès du fournisseur.

Pour certains grands consommateurs, cette variabilité des prix peut être un atout important, dans la mesure où (1) ils peuvent changer rapidement et régulièrement leurs profils de consommation ou (2) ils peuvent changer de fournisseur à leur gré, achetant auprès de la bourse en périodes de demande creuses et auprès de l'offre standard en périodes de pointe. La première option serait tout à fait acceptable du point de vue social, puisqu'une modification des comportements énergétiques en fonction des coûts réels de production est généralement bénéfique pour l'ensemble des consommateurs. Aussi, ce consommateur pourrait utiliser des mécanismes financiers de couverture de risques qui pourraient être offerts par tout agent financier afin de niveler les prix.

La deuxième option, qui s'applique également aux consommateurs de taille plus modeste (incluant les consommateurs résidentiels), est toutefois problématique. Ainsi, le consommateur achetant de l'offre standard uniquement en période de pointe transférerait des coûts réels à l'ensemble des autres clients d'HQ-Distribution dès qu'il quitterait pour acheter directement de la bourse. La solution à cet « opportunisme » potentiel s'agit de l'application de frais chaque fois qu'un consommateur voudrait soit quitter, soit revenir à l'offre standard. Ces frais (« *exit fees* » ou « *reentrance fees* ») devraient être établis en fonction des coûts supplémentaires que de tels mouvements feraient subir à l'ensemble des clients de l'offre standard.

Graphique 6. Variabilité des prix dans la bourse de Victoria (Australie) : deux exemples



Notes : Les prix sont représentés par la ligne inférieure (la ligne supérieure étant la demande).
Graphiques tirés de [Energy Online 1997c](#).

4. Contraintes d'un marché concurrentiel

Le niveau de compétitivité dans une bourse québécoise pourrait être limité par plusieurs facteurs, dont principalement :

- le pouvoir de marché d'Hydro-Québec sur les prix d'énergie, et
- le comportement d'un marché principalement hydraulique.

a) *Pouvoir de marché d'Hydro-Québec sur les prix d'énergie*

Dans une bourse, le pouvoir de marché d'un joueur représente son habilité de maintenir les prix du marché à des niveaux supérieurs à ceux qui prévaudraient dans le cadre d'une concurrence parfaite ou faisable. Rappelons qu'une bourse opère sans aucune réglementation des prix. Or, il existe plusieurs façons pour un producteur comme HQ-Production de manipuler les prix d'une bourse. Parmi elles, la plus importante s'agit de limiter les quantités d'énergie qu'elle y offre aux périodes de pointe pour faire en sorte que d'autres producteurs, aux coûts plus élevés, soient appelés à produire, augmentant ainsi le prix par kilowattheure payé à tout producteur. En Grande-Bretagne, où une bourse opère depuis quelques années, de telles pratiques de manipulation ont déjà été observées ([Wolak et Patrick 1996](#)).

Or, comme il a été noté auparavant dans la discussion touchant la séparation horizontale, le pouvoir de marché du complexe La Grande mènerait inévitablement à un pouvoir déterminant sur les prix d'une bourse d'électricité. Cependant, un contrat à long terme réservant la production entière des plus grands complexes hydroélectriques pour HQ-Distribution éliminerait ce problème.

b) *Comportement du marché*

Comme nous l'avons vu auparavant, la raison d'être du mécanisme d'une bourse classique d'électricité est principalement de faire en sorte que chaque producteur fait ses offres selon ses véritables coûts variables. De cette façon, l'aiguillage pourrait faire appel en tout temps aux producteurs ayant les coûts variables les plus bas, diminuant ainsi les coûts totaux pour les consommateurs. Ce mécanisme a aussi pour effet de créer un marché dont les prix sont largement prévisible, si l'on connaît les équipements de production disponibles ainsi que le niveau de la demande.

Cependant, dans un réseau majoritairement hydraulique comme celui du Québec, où il existe une grande capacité de stockage, cette logique ne peut s'appliquer. Les coûts variables pour une centrale hydroélectrique étant presque nuls, le prix du marché le serait également si chaque producteur suivait cette logique.

En réalité, les producteurs d'hydroélectricité ne participeraient pas au marché de cette façon, vu notamment leur capacité de stocker l'eau en vue de ventes ultérieures. Plus grande serait la capacité de stockage qu'un producteur détient avec ses réservoirs, et plus grande serait sa marge de manœuvre par rapport au choix du moment de ses ventes. En effet, le producteur offrirait son énergie en fonction de son coût d'opportunité, basé sur ses propres estimations des prix futurs, ce qui pourrait ouvrir la porte également aux comportements stratégiques qui ont pour but de manipuler le prix du marché (« *gaming the market* »). Tout cela va à l'encontre de l'objectif même de ce mécanisme de marché, soit d'établir des prix de façon objective et ainsi de minimiser les coûts totaux aux consommateurs.

Dans un marché dominé par des centrales hydroélectriques avec réservoir, l'application du mécanisme d'une bourse mènerait donc à un résultat très différent de ce qui se produirait dans un marché thermique, où le prix varie directement avec la demande. Dans un marché hydraulique, il serait très difficile de prédire les niveaux futurs des prix. Une bourse québécoise de l'électricité risquerait donc de ressembler davantage à une bourse de capital-actions, telle que le New York Stock Exchange : chaque producteur ferait ses offres selon ses estimations du comportement des autres joueurs, et le prix s'ajusterait en conséquence. Le prix du

kWh serait aussi difficile à prédire que l'indice des industriels Dow-Jones⁷³. Sans nier l'efficacité économique (du moins théorique) d'un tel marché, sa variabilité accrue risque d'être nuisible aux intérêts des consommateurs et à l'économie en générale.

Une solution à ce dilemme a récemment été proposée par des économistes de la Banque mondiale, dans un bref document touchant l'établissement d'un marché concurrentiel au Brésil, où le parc d'équipement est également hydraulique en très grande partie (Estache et Rodriguez-Pardina 1997). Selon ce modèle, des « certificats d'énergie ferme » (CEF) seraient émis à chaque producteur, en proportion de sa capacité de production annuelle d'électricité (sa « productibilité »). Pour leur part, les distributeurs auraient l'obligation d'acheter des CEF pour les quantités d'énergie qu'ils voudront acheter à la bourse. De cette façon, deux marchés simultanés seraient créés, soit un premier pour l'énergie instantanée et un deuxième pour les CEF. La valeur combinée des deux produits devrait se rapprocher beaucoup plus, à la marge, de la valeur complète d'une nouvelle centrale que pourrait le faire le prix d'énergie dans un marché unique.

L'approche des CEF décrite ci-dessus s'appliquerait dans une bourse obligatoire. Cependant, il reste à clarifier à quelles conditions ou comment les CEF pourraient s'appliquer dans une bourse flexible, où le distributeur peut acheter d'autres sources que la bourse. D'autres questions, touchant par exemple l'application d'un tel modèle dans un marché au détail (bourse obligatoire ou flexible) ainsi que les implications d'un tel marché pour les exportations et importations d'électricité, devraient faire l'objet d'une plus grande réflexion avant que des conclusions soient tirées. Néanmoins, il est possible que l'application d'une telle option au Québec soit suffisante pour pallier les problèmes associés à un marché dominé par des centrales hydroélectriques avec réservoirs. Soulignons également que l'obligation d'acheter des CEF réduirait également la variabilité des prix dont nous avons discuté précédemment.

Cette approche proposée par Estache et Rodriguez-Pardina s'inscrit dans un large éventail de modèles de rechange qui implique souvent la mise en place de deux marchés en parallèle, ce qui a soulevé un débat très vif aux États-Unis et ailleurs. Plusieurs de ces modèles incluent un marché de puissance, dont le but est d'éviter des risques par rapport à la fiabilité du réseau d'un marché qui se base strictement sur le court terme. Dans ce débat, et tenant compte des particularités d'un réseau

⁷³ Soulignons que la mise en place d'un contrat à long terme qui aurait pour effet d'enlever du marché concurrentiel les grandes centrales hydro-québécoises ne pourrait vraisemblablement pas atténuer de façon importante ce problème, puisque le marché concurrentiel qui en résulterait serait néanmoins composé en grande partie de projets hydroélectriques à réservoir.

majoritairement hydraulique, la proposition d'Estache et Rodriguez-Pardina mériterait de faire l'objet d'une réflexion sérieuse.



IV. LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

A. Introduction

Dans le dernier chapitre, nous avons vu un grand nombre de variantes en ce qui concerne les structures de marché possibles pour le Québec. Il faut rappeler que les États américains ont été incités à ouvrir leurs marchés de l'électricité à une plus grande concurrence surtout pour diminuer les coûts et donc les tarifs. Au Québec, par contre, c'est plutôt le désir d'accéder aux marchés américains qui anime certains promoteurs de l'ouverture des marchés. Dans ce chapitre, on tentera de cerner les impacts des différents modèles sur le niveau des prix de l'électricité au Québec, tous secteurs confondus⁷⁴.

En guise d'introduction, il importe d'examiner quelques éléments fondamentaux de la tarification.

1. Le dégroupement (« *unbundling* ») des tarifs

Jusqu'ici, chaque client d'Hydro-Québec paie un tarif dit « intégré », c'est-à-dire un tarif qui couvre les différents éléments du service fourni par l'entreprise, tels que la production d'électricité, son transport et sa distribution. Le fait que différentes catégories de clients utilisent ces services en proportions différentes (par exemple, les clients industriels ne font presque pas appel aux réseaux de distribution) est reflété dans le tarif intégré applicable à chaque catégorie.

Au lieu d'un tarif intégré, on pourrait également fixer des tarifs distincts pour chacune de ces trois composantes fondamentales du service électrique. Alors qu'il n'y a aucune raison de le faire à l'intérieur d'un système de monopole intégré, une telle tarification, dite « *unbundled* » ou « dégroupée », serait nécessaire si l'on voulait établir un marché concurrentiel dans la production d'électricité, comme le prévoient les différents modèles de restructuration. Dans ce cas, il devient possible de facturer différents clients pour les différents services réglementés qu'ils utilisent (p. ex. le transport et la distribution, mais non la production), et pour ce faire, il faut d'abord avoir fixé des bases tarifaires (et ensuite des tarifs) pour chacune de ces composantes.

⁷⁴ Les enjeux qui touchent les différentes catégories de consommateurs, et surtout les consommateurs résidentiels, ne seront pas traités dans cette étude.

2. Les tarifs actuels

Pour nous permettre de comprendre les implications pour différentes catégories de consommateurs d'une restructuration du marché de l'électricité au Québec, il serait d'abord utile d'avoir une idée des différentes composantes des tarifs actuels.

Ces informations ne sont pas normalement diffusées par Hydro-Québec. La société d'État a rendu publique une ventilation des coûts de fourniture par composante et par catégorie tarifaire pour l'année 1991 (voir tableau 1) (Hydro-Québec 1993a, 13), mais des données plus récentes ne sont pas disponibles. Pour avoir une idée de la ventilation des tarifs actuels, il faut donc utiliser des éléments d'information tirés de différentes sources, avec tous les risques et incertitudes que

Tableau 1. Estimation des coûts de fourniture d'Hydro-Québec en 1991 (cents 1991 par kWh)

| | Production | Transport | Distrib. et autres | TOTAL |
|------------------------------------|-------------------|------------------|---------------------------|--------------|
| Résidentiel | 2,03 | 0,72 | 2,30 | 5,05 |
| Petite puissance | 1,99 | 0,71 | 2,05 | 4,75 |
| Moyenne puissance | 1,92 | 0,68 | 1,25 | 3,85 |
| Grande puissance – moyenne tension | 1,91 | 0,67 | 0,97 | 3,55 |
| Grande puissance – haute tension | 1,85 | 0,65 | 0,35 | 2,85 |

cela implique.

Selon la dernière présentation de M. André Caillé devant la Commission de l'économie et du travail, le coût moyen de production du parc d'équipement d'Hydro-Québec est de l'ordre de 1,9 ¢ (US) du kilowattheure, soit environ 2,64 ¢ canadiens (CET 1997, 3). Comme on a pu le noter également dans les données de 1991, la partie de ces coûts attribuables aux secteurs résidentiel et commercial est légèrement plus élevée que celle qui revient au secteur industriel, parce que le facteur d'utilisation (F.U.) des premiers secteurs est moins élevé que celui de ce dernier. Autrement dit, si on avait construit un parc d'équipements pour l'utilisation exclusive de chaque secteur, les équipements de pointe du secteur résidentiel seraient utilisés moins souvent que ceux du secteur industriel, augmentant le coût qu'il faut attribuer aux équipements de pointe pour chaque kilowattheure vendu.

Pour ce qui est du coût de transport, les données publiées dans le règlement 659 en permettent une approximation. Les revenus requis pour le transport y ont été fixés à 2,26 milliards \$; en divisant par les ventes totales d'électricité (au Québec et en exportation), on obtient une moyenne de 1,4 ¢ du kWh, incluant le rendement de l'avoir. (Pour les mêmes raisons que pour la production, le transport devrait coûter

plus cher, sur la base du kilowattheure vendu, pour les secteurs résidentiel et commercial.)

En gardant le même différentiel pour les éléments de production et de distribution

Tableau 2. Ventilation approximative des tarifs actuels (cents 1996 par kWh)

| | Production | Transport | Distrib. et autres | TOTAL |
|---------------------------|-------------------|------------------|---------------------------|--------------|
| Résidentiel | 2,72 | 1,47 | 2,30 | 5,86 |
| Général et institutionnel | 2,57 | 1,39 | 2,05 | 6,29 |
| Industriel | 2,20 | 1,04 | 0,21 | 3,45 |

qu'on a vu entre les secteurs dans les données de 1991, on obtient la ventilation suivante :

Ces estimations, tirées d'une variété de sources, sont présentées sous toute réserve. Ils nous permettent néanmoins d'avoir une idée très générale des composantes de production, transport et distribution dans les tarifs actuels, ce qui pourrait servir de base pour les réflexions à suivre sur les conséquences de différentes structures de marché sur ces mêmes prix.

B. Prix de l'énergie

Afin de déterminer l'effet de différents modèles de restructuration sur les prix de la composante énergie⁷⁵, il est d'abord nécessaire de discuter des éléments suivants :

- la détermination des tarifs réglementés, soit les tarifs dans la structure actuelle, soit une « offre standard » dans un contexte d'ouverture au détail (échanges bilatéraux), et
- le comportement d'un marché concurrentiel d'électricité au Québec, et plus particulièrement d'une bourse québécoise de l'électricité.

1. Les tarifs réglementés

Comme il a été noté au chapitre III, il semble que la structure qu'Hydro-Québec entend proposer inclura une « offre standard » réglementée, qui sera offerte à tous ceux qui ne veulent pas se prévaloir de l'option d'achat direct auprès d'un

⁷⁵ Hydro-Québec utilise souvent le terme « prix de fourniture » pour faire référence à ce même concept.

fournisseur d'énergie non réglementé dans le cadre d'une concurrence au détail (CET 1997, 8).

En principe, cette offre standard se baserait sur les mêmes principes de tarification que dans une structure entièrement réglementée. Il sera donc bon de faire un bref survol de la tarification, telle qu'établie par la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

a) *Le pacte réglementaire et les principes d'une base tarifaire*

Un service public traditionnel détient un monopole dans son territoire, en échange de quoi il est soumis à une réglementation de ses tarifs. Le principe qui sous-tend la tarification est le «pacte réglementaire», selon lequel le service public obtient un bénéfice fixe et raisonnable sur tous ses investissements qui sont prudents et utiles pour desservir ses clients. Pour les fins de cette section, prenons le cas hypothétique d'une compagnie qui n'a aucun revenu autre que ses ventes aux clients réglementés. (Le cas d'Hydro-Québec, comme plusieurs autres, se distingue de ce service public «pur» en raison de ses ventes à l'exportation, de ses contrats particuliers et des revenus venant de ses filiales.)

Avant de déterminer les tarifs à payer par chaque catégorie de consommateur, le régulateur détermine d'abord les «revenus requis», c'est-à-dire la somme que l'entreprise devrait obtenir, de toutes ses ventes, pour lui permettre d'obtenir le taux de bénéfice préétabli. Ces revenus incluent les dépenses d'exploitation de la compagnie, les coûts du capital reliés à ses équipements et toute autre dépense jugée raisonnable afin de desservir sa clientèle (la «base tarifaire»), ainsi qu'un rendement raisonnable sur l'avoir propre de la compagnie.

L'établissement d'une base de tarification pour Hydro-Québec ne sera pas chose facile, et représente un changement assez important par rapport au passé. Jusqu'ici, les tarifs d'Hydro-Québec ont été fixés par le gouvernement, le niveau étant choisi dans le but d'assurer à Hydro-Québec des bénéfices suffisants pour que ses ratios financiers (rendement sur l'avoir propre, couverture d'intérêt, etc.) ne soient pas trop bas. Mais ces ratios sont calculés sur la base de tous les revenus d'Hydro-Québec et de toutes ses dépenses. Ces revenus incluent notamment les revenus de ses filiales, qui ont augmenté depuis l'acquisition d'une part importante de Noverco (maison mère de Gaz Métropolitain) ainsi que ses ventes à des clients non

réglementés (exportations et contrats de risque et bénéfice partagés)⁷⁶. Qui plus est, pour les fins de la base de tarification actuelle, les ratios incluent toutes les dépenses d'Hydro-Québec en exploitation et intérêts, sans tenir compte de la valeur comptable des équipements, ni s'ils sont jugés « prudemment acquis et utiles » pour la production, le transport et la distribution d'électricité, comme l'exige la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁷⁷.

Or, au moment d'établir les tarifs d'Hydro-Québec, la Régie devrait suivre les étapes suivantes (Gouv. du Québec, 1996b) :

- déterminer les actifs « qu'elle estime prudemment acquis et utiles » (art. 49, 1^{er} alinéa, par. 1),
- déterminer leur juste valeur (coût d'origine moins amortissement) (art. 50),
- déterminer le rendement raisonnable à autoriser sur la base de tarification (art. 49, 1^{er} alinéa, par. 3)⁷⁸,
- calculer les revenus requis pour permettre un rendement raisonnable sur les actifs d'Hydro-Québec,
- déterminer les dépenses admissibles, incluant des programmes commerciaux (reliées notamment à l'efficacité énergétique), la recherche-développement, etc. (art. 49, 1^{er} alinéa, par. 1),
- déterminer les dépenses nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service du distributeur, incluant notamment les coûts d'approvisionnement (art. 49, 1^{er} alinéa, par. 2),

⁷⁶ La *Loi sur la Régie de l'énergie* ne fait pas appel explicitement au concept de « client réglementé », mais il est partie intégrante du pacte réglementaire. Dans sa première cause tarifaire en matière d'électricité, la Régie devra décider si la base tarifaire d'Hydro-Québec inclut *tous* les actifs et dépenses reliés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité, ou seulement ceux qui desservent les clients réglementés, c'est-à-dire ceux qui paient des tarifs calculés selon les coûts de fourniture. Dans ce dernier cas, tous ceux qui paient des prix du marché (ex. les clients hors Québec) ou des tarifs spéciaux sont donc considérés comme des clients non réglementés, et les actifs et dépenses reliés à leur desserte seraient exclus de la base tarifaire.

⁷⁷ Notons que la nouvelle *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit également que, en fixant les tarifs, la Régie doit « s'assurer du respect des ratios financiers » d'Hydro-Québec (art. 49, 1^{er} alinéa, par. 5). Cette disposition risque, dans certaines conditions, de rendre sans effet toutes les autres dispositions concernant les tarifs. Si, par exemple, les éléments non réglementés d'Hydro-Québec essuient des pertes massives, cette disposition pourrait obliger la Régie à permettre une hausse du tarif réglementé qui n'est nullement justifiée par la base tarifaire.

⁷⁸ L'article 32 de la loi prévoit également des audiences sur ce taux de rendement.

- déterminer la méthode d'allocation du coût de service parmi les différentes catégories de consommateurs (art. 32, 1^{er} alinéa, par. 2),
- tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées par le gouvernement (art. 49, 1^{er} alinéa, par. 10), et
- fixer les tarifs de chaque catégorie de consommateurs.

Le tarif pour chaque catégorie de consommateurs doit alors refléter le pourcentage admissible des coûts d'Hydro-Québec (de production, de transport, de distribution, ainsi que des programmes commerciaux et des frais d'administration) qui lui sont applicables⁷⁹.

2. Les prix de l'énergie dans un marché concurrentiel au Québec

L'impact d'une restructuration des marchés d'électricité au Québec se ferait sentir presque exclusivement dans les prix de l'énergie, la raison d'être d'une telle restructuration étant le remplacement des tarifs réglementés pour cette composante par des prix d'un marché concurrentiel. Cependant, une telle restructuration risque d'entraîner également des changements dans la tarification pour la distribution et surtout pour le transport, qui demeurent, selon tous les modèles, des activités réglementées.

a) *Le degré d'intégration avec les marchés voisins*

Quels seraient les prix de l'électricité au Québec si on réussissait à créer un marché véritablement concurrentiel ? La réponse dépend de plusieurs facteurs, dont l'état des interconnexions avec les régions voisines. Pour être en mesure d'évaluer les conséquences d'un marché concurrentiel sur le prix du kilowattheure au Québec, il serait utile d'examiner deux scénarios, tout en sachant que la réalité se situe entre les deux. Il s'agit :

- d'un marché totalement intégré avec celui des voisins, et particulièrement avec ceux de New York et de la Nouvelle Angleterre, et donc sans aucune contrainte importante de transport entre les régions, ou
- d'un marché québécois isolé, sans interconnexions aux réseaux voisins, où les prix du marché seraient déterminés exclusivement par des forces internes au Québec.

⁷⁹ Selon l'article 49 (1^e alinéa, par. 6), il peut également tenir compte « des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs », faisant référence au fait qu'il y a moins de risque de perdre un client résidentiel qu'un client commercial ou industriel. Cet article pourrait également être invoqué pour justifier une réduction des tarifs commerciaux et/ou industriels, en raison du « risque » de perdre ces clients.

Est-ce que les interconnexions existantes seraient suffisantes pour permettre un équilibre complet entre les deux marchés ? Il est impossible de le déterminer de façon rigoureuse sans des analyses poussées, mais on peut croire que les marchés américains auraient au moins une certaine influence sur le marché québécois. Nous tenterons donc de cerner l'impact sur les prix au Québec dans les deux cas.

1) Les prix dans un marché nord-américain intégré

S'il y avait des interconnexions telles que le transport entre régions ne serait jamais limité, il en découle que les prix du marché se ressembleraient dans toutes les régions⁸⁰. Or, le marché du Nord-Est américain étant plus grand que celui du Québec, le résultat serait en effet de niveler les prix entre les régions, le prix final se rapprochant du prix qui aurait cours aux États-Unis. N'oublions pas cependant qu'il ne s'agit pas des prix « groupés » d'aujourd'hui, mais du prix concurrentiel d'énergie brute, ce qui est censé correspondre, à moyen ou long terme, au prix par kWh d'une nouvelle centrale à cycle combiné au gaz naturel, c'est-à-dire moins de 4 cents (canadiens) du kWh, selon les prévisions les plus récentes (NEES 1996, 60). Comme ce chiffre est supérieur au coût moyen de production du parc existant d'Hydro-Québec (2,64 ¢ du kWh), un tel scénario impliquerait des hausses tarifaires importantes au Québec.

2) Les prix dans un marché québécois isolé

La situation est tout autre lorsque les interconnexions sont limitées. Si ces resserrements sont trop limitatifs, ils créent en effet des marchés distincts qui ne peuvent équilibrer leurs prix. Dans le cas extrême, où le marché québécois serait totalement isolé du marché américain, les prix seraient entièrement indépendants des prix aux États-Unis. Leur comportement dépendrait cependant de la structure de marché retenue. Comme nous venons de le voir, si on essayait d'utiliser la structure d'une bourse type comme celle qui est en train d'être implantée dans plusieurs États américains, le résultat risquerait d'être un marché peu prévisible, où les prix fluctuent selon les stratégies des joueurs, sans déterminante objective.

Si, par contre, une structure de marché était retenue comme celle qui est proposée par Estache et Rodriguez-Pardina, qui tient compte des particularités d'un réseau majoritairement hydraulique, le prix d'un marché isolé québécois tendrait probablement vers le coût marginal d'une nouvelle centrale.

Jusqu'ici, dans la planification d'Hydro-Québec, les coûts évités (marginaux) ont été calculés en fonction des coûts de la prochaine grande centrale hydraulique

⁸⁰ Soulignons cependant que même sans contraintes de transport, les prix de transport ainsi que les pertes sur de longues distances mèneraient à des différentiels de prix selon la situation géographique.

planifiée, mais s'il devenait plus économique de construire une centrale thermique qu'une centrale hydraulique, le prix du marché en refléterait les coûts. Autrement dit, le prix d'un marché québécois isolé refléterait le coût marginal de la prochaine centrale hydraulique, s'il était moindre que le coût d'une centrale thermique ; s'il ne l'était pas, le prix serait déterminé, comme aux États-Unis, par le coût d'une nouvelle centrale thermique.

Il y aurait, cependant, une différence importante dans le comportement d'une bourse québécoise de cette nature, comparée à une bourse américaine. Cette dernière, rappelons-le, serait sujette à des variations importantes de prix, selon les fluctuations de la demande. En périodes de pointe, par exemple, où les centrales les plus dispendieuses seraient appelées à produire, le prix grimperait, pour ensuite chuter dans les périodes creuses. La bourse québécoise, par contre, risque d'être beaucoup plus stable, les prix dépendant surtout de la valeur du CEF, qui ne dépend pas de la demande instantanée.

Cela implique que, même si les prix moyens dans les deux marchés risquent d'être semblables, leurs profils ne le seraient pas. Or, le niveau des interconnexions déterminerait le degré auquel le marché québécois refléterait la variabilité des marchés américains. Si les interconnexions permettent un certain nivellement des prix, cela implique, paradoxalement, que les fluctuations saisonnières américaines pourraient se faire sentir également au Québec, créant des pointes et donc des périodes de haut prix en été ainsi qu'en hiver. C'est le niveau des interconnexions qui déterminerait les rapports entre les prix pendant ces deux périodes de pointe.

Néanmoins, la conclusion demeure : dans les deux cas, le prix d'un marché québécois serait substantiellement plus élevé que le prix moyen des équipements existants. La conséquence pour les consommateurs québécois de l'instauration d'une telle bourse seraient donc une augmentation importante des prix de l'électricité. En même temps, la production du parc existant d'Hydro-Québec serait entièrement vendue au prix du marché, ce qui mènerait à des profits faramineux pour Hydro-Québec, lesquels seraient vraisemblablement retournés au gouvernement sous forme de dividendes⁸¹. Un mécanisme potentiel pour atténuer cet effet consisterait en contrats à long terme pour l'achat de la production du parc existant à son prix coûtant, ce qui a déjà été discuté au chapitre III de cette étude.

⁸¹ Certains prétendent que cela est précisément le but d'une restructuration des marchés au Québec : faire en sorte que la production des centrales existantes soit vendue au prix du marché, augmentant ainsi les profits d'Hydro-Québec et ses dividendes au gouvernement. Remarquons qu'il existe des moyens beaucoup plus simples d'en arriver au même but. Par exemple, dans un contexte complètement réglementé, la Régie n'aurait qu'à augmenter le rendement que peut toucher Hydro-Québec sur ses actifs. D'un seul coup, cela augmenterait les tarifs, les profits d'Hydro-Québec et les dividendes. Si l'on croit que cela serait une façon plus juste que les bas tarifs de distribuer la rente hydroélectrique, rien n'empêche le gouvernement et/ou la Régie d'agir en ce sens, sans restructuration aucune.

b) L'offre standard

Si le modèle de restructuration retenu implique l'ouverture du marché du détail aux contrats bilatéraux avec des producteurs, il va de soi que le distributeur aurait également un « offre standard », pour ceux qui ne veulent pas magasiner. En réalité, les tarifs d'une telle offre standard seraient fixés selon les mêmes modalités qu'un tarif réglementé, tel que décrit ci-dessus.

La seule différence concerne les coûts du distributeur. Dans un service public intégré (monopsonne) comme Hydro-Québec d'aujourd'hui, les coûts comptables de la production sont intégrés dans la base tarifaire, ainsi que le prix payé pour toute électricité achetée de producteurs indépendants. Or, selon le modèle pur d'accès au détail avec une offre standard, une scission verticale de la compagnie laisserait un distributeur dont tous les coûts de fourniture proviennent de l'achat d'électricité. En pratique, cependant, il arrive souvent que le distributeur retient un certain nombre de centrales pour desservir sa clientèle. Dans tous ces cas, le prix de l'offre standard est un prix réglementé, basé très strictement sur les coûts de fourniture du distributeur.

Au chapitre III, nous avons décrit une structure impliquant un contrat à long terme de vente de toute la production des trois grands complexes hydroélectriques (La Grande, Manic et Churchill) à HQ-Distribution pour les fins de son offre standard, tout en permettant l'établissement d'un marché véritablement concurrentiel incluant toutes les autres centrales dans la province ainsi que toute énergie importée. Dans ce cas, les coûts comptables de ces centrales feraient partie de la base tarifaire de l'offre standard. Il va de soi que cela aurait pour effet de rendre le prix réglementé de cette offre standard extrêmement attractif.

c) Le traitement à accorder aux exportations et aux autres ventes non réglementées

Il reste cependant la question du traitement à accorder aux exportations et aux autres ventes non réglementées⁸², une question qui en réalité se pose déjà dans la structure actuelle. Même en l'absence de toute restructuration, la Régie devra donc se pencher sur la façon de tenir compte de ces ventes dans l'établissement des tarifs réglementés.

Cependant, dans la mesure où Hydro-Québec s'intégrera au marché énergétique américain, l'importance de cette question ne pourra que croître. Hydro-Québec a

⁸² Au risque d'une certaine confusion, nous utilisons cette expression pour désigner toute vente qui n'est pas sujette aux tarifs génériques établis par la Régie. Les exportations sont de loin la catégorie la plus importante de ces ventes non réglementées ; d'autres incluent les ventes à tarifs spéciaux (p. ex. les contrats à partage de risques).

clairement indiqué son intérêt à développer de nouveaux projets pour le marché d'exportation, et son accès au marché américain dépend au moins en partie des changements structurels dans le marché québécois. Il y a donc une relation extrêmement importante entre ces deux questions.

Il existe deux grandes options quant au traitement des exportations et d'autres ventes non réglementées :

- les ventes se font à l'intérieur de l'entité réglementée, toute dépense et tout revenu s'intégrant dans la base tarifaire, ou
- les ventes se font par une unité distincte, dont les dépenses et les revenus sont tenus séparés de la base tarifaire.

1) À l'intérieur de l'entité réglementée

Ce premier cas correspond, apparemment, à la logique utilisée actuellement pour comptabiliser les exportations et autres ventes non réglementées à Hydro-Québec. L'énergie qui est vendue en exportation provient du même parc d'équipement que celui qui dessert les clients réglementés, sans aucune distinction. En même temps, l'entreprise réduit sa base de tarification par un montant équivalent aux revenus reliés à ces exportations.

Dans ce cas, les exportations pourront être vues, non comme extérieures à l'enveloppe de la réglementation, mais comme partie intégrante. Quels seraient les conséquences pour les tarifs réglementés des exportations conçues de cette façon ? La question est complexe.

Prenons d'abord le cas où l'énergie exportée est excédentaire, dans le sens strict du terme — les conséquences d'une surabondance de pluies — et donc ne comporte aucun coût de fourniture. Dans ce cas, les exportations rapporteront toujours un profit, produisant des revenus sans aucun coût additionnel.

Si, par contre, ces excédents sont le résultat d'un parc d'équipement excessivement grand par rapport aux demandes de clients réglementés, ils comporteront des coûts de fourniture. Ces coûts entrent dans la base tarifaire, mélangés avec ceux qui s'appliquent aux besoins des clients réglementés. En réalité, il s'agit des coûts des équipements qui ont été construits — à tort, où du moins trop tôt — pour desservir les besoins prévus des clients réglementés⁸³. Ainsi, et cela semble être la façon utilisée par Hydro-Québec actuellement pour encadrer ses exportations, c'est l'ensemble des consommateurs québécois qui, selon cette option de traitement des

⁸³ Une autre possibilité serait de les exclure de la base tarifaire comme non « prudemment acquis et utiles ».

exportations, prennent les risques, empochant également les profits, le cas échéant. Cependant, sans une comptabilité transparente des coûts de fourniture attribuables aux exportations, il est impossible de savoir avec certitude s'il y a eu effectivement des profits ou non.

Plus précisément, l'effet sur les tarifs serait à la hausse, à moins que le prix moyen de vente ne soit suffisamment élevé pour couvrir le revenu requis par kWh (coût de fourniture plus rendement du capital) des derniers équipements, plus les coûts de transport, tels que fixés par le règlement 659. Tel n'est pas le cas à l'heure actuelle, semble-t-il, ce qui laisse croire que les activités d'exportation d'Hydro-Québec sont déficitaires, si l'on tient compte des coûts de fourniture.

Ainsi, le prix moyen pour des exportations pour 1996, en tenant compte des frais de transport, est inférieur à **2 ¢/kWh**⁸⁴. Or, si on attribue ces exportations aux centrales les plus récentes, il s'agit de la deuxième phase du Complexe La Grande, complétée en 1996, dont le coût (équipements de production seulement) était de 7,2 milliards \$. Le coût de financement de ce montant, compte tenu du taux moyen pondéré de la dette serait de 746 millions \$ par année, ce qui donne une approximation très prudente des coûts comptables qui s'y rattachent⁸⁵. Les centrales ayant une production moyenne de 15,8 TWh par année, leur coût comptable moyen serait de l'ordre de **4,18 ¢/kWh**, soit plus que le double des revenus d'exportation⁸⁶. Il semble ainsi qu'une des raisons fondamentales pour les faibles ratios financiers d'Hydro-Québec (et donc une justification pour toute hausse tarifaire future) est la surconstruction d'actifs qui ne sont pas encore utiles pour les clients réglementés.

2) Une entité distincte dédiée aux exportations

Une deuxième façon de traiter les exportations serait de créer une unité non réglementée, laquelle se chargerait des exportations et de toute autre transaction de ce genre. Comment obtient-elle l'énergie qu'elle exporte ? Soit en achetant de l'électricité (de l'unité réglementée, ou bien sur le marché libre), soit en construisant

⁸⁴ Le prix moyen pour les exportations en 1996 était de 3,16 ¢/kWh, ou 2,67 ¢ si l'on exclut les contrats à long terme (Hydro-Québec 1996, 52). Une telle exclusion serait logique étant donné que ces contrats sont un legs d'une époque où le marché accordait une prime importante aux engagements à long terme.

⁸⁵ Chiffres tirés d'Hydro-Québec 1996. Ce calcul ne tient pas compte de l'amortissement, qui augmenterait les coûts annuels encore davantage. À long terme, l'amortissement réduit le capital et donc les coûts de financement, mais étant donné les dates récentes de mise en service de ces centrales, cela ne changera pas l'ordre de grandeur.

⁸⁶ Même si l'on utilisait le coût moyen de la production d'Hydro-Québec, au lieu du coût de la dernière centrale, ces ventes ne seraient pas rentables (coût de 2,6 ¢ pour la production, versus revenus de [2,67 ¢ (ventes à court terme) - 1,04 ¢ (pour le transport, voir tableau 2)] = 1,63 ¢).

ses propres centrales⁸⁷. Dans les deux cas, cette unité s'apparente beaucoup à un producteur privé, qui peut produire, acheter et vendre de l'électricité sans devoir s'expliquer d'aucune façon devant la Régie de l'énergie⁸⁸.

Si cette unité construit ses propres centrales, on peut prévoir que ses coûts de fourniture seront substantiellement plus élevés que ceux de l'unité réglementée, laquelle bénéficie des bas prix des anciens équipements, construits sur les meilleurs sites et déjà amortis. Avec cette approche, les possibilités d'exportations rentables seraient très limitées, mais on pourrait s'assurer que les exportations ne créent aucune pression sur les tarifs réglementés.

Si, par contre, l'entité non réglementée achète de l'énergie de l'entité réglementée — ce qui ressemble davantage à la situation actuelle — la question se pose alors : à quel prix cette transaction devrait-elle se faire ? L'unité réglementée devrait-elle vendre son énergie à son *coût moyen* de fourniture ? Au coût de fourniture des derniers équipements ? Où à un prix variable, qui reflète, d'une façon ou d'une autre, la valeur de l'énergie sur le marché ?

La réponse dépend du but recherché. Pour mieux protéger les intérêts des clients réglementés, la vente devrait se faire à un prix égal ou supérieur au coût de fourniture des derniers équipements. Mais que fait-on si le marché ne supporte pas un tel prix ? Arrêter les exportations ? Oui, à moins que les niveaux des réservoirs ne soient tellement élevés que cela ne crée un risque de déversements — mais dans ce cas, le prix de vente devrait être réduit de façon à refléter cette situation d'urgence. Il faut noter que cette situation ne s'est pas présentée au Québec depuis belle lurette⁸⁹ — et il est peu probable qu'elle se produise dans un proche avenir, à moins que de grandes centrales ne soient construites sans justification adéquate.

Sauf dans cette situation d'urgence, la vente d'énergie à l'entité non réglementée au *coût moyen* représenterait un transfert de richesse des clients réglementés soit à

⁸⁷ Une autre possibilité serait qu'elle achète certaines centrales existantes d'Hydro-Québec. Dans un tel scénario, qui pose les mêmes questions qu'une privatisation, la question clé devient le prix de vente de ces actifs. Si la vente se fait à la valeur comptable (coût d'origine moins amortissement), au lieu d'un prix qui reflète la valeur de marché de l'énergie qu'elle produira, une telle vente représenterait une perte pour les consommateurs réglementés.

⁸⁸ Il serait néanmoins sujet à la *Loi sur la qualité de l'environnement*, mais le fardeau de la justification de son projet serait beaucoup moins lourd, puisqu'il ne serait nullement tenu de répondre aux besoins énergétiques de la population.

⁸⁹ Il y avait des déversements importants dans les années qui suivaient les mises en service des centrales de la première phase du complexe La Grande (1981-85). À l'époque, il n'existait pas d'interconnexions importantes avec les États-Unis, qui en réalité furent construites précisément pour permettre l'exportation des excédents d'énergie reliés à ce complexe.

l'entité non réglementée (et donc à son actionnaire), si le prix de marché est plus élevé, soit aux acheteurs hors Québec, s'il ne l'est pas.

3) *Impact des exportations sur les tarifs réglementés*

Les conséquences des exportations sur les tarifs réglementés dépendent non seulement de la structure retenue, mais également du niveau des prix d'exportation par rapport aux coûts moyen du parc, d'une part, et aux coûts marginaux, de l'autre.

Si le prix moyen d'exportation est plus élevé que les coûts marginaux d'Hydro-Québec (majorés des frais de transport), les exportations seront rentables dans n'importe quelle structure. S'il s'agit d'une unité distincte, elle rapportera des profits à l'actionnaire ; si les exportations se font à l'intérieur de l'unité réglementée, elles contribueront à réduire les tarifs.

Si, au contraire, le prix moyen d'exportation (après paiement des frais de transport) est moindre que le coût moyen du parc, la situation sera toute autre. Ici, aucun bénéfice ne se rattache aux exportations. Si elles sont traitées à l'intérieur de l'unité réglementée, elles mèneront à des hausses tarifaires ; si elles le sont dans une unité distincte qui doit acheter l'énergie qu'elle vend à son coût, elles entraîneront des pertes pour l'actionnaire.

Il en est de même dans le troisième scénario, où le prix moyen d'exportation est plus élevé que les coûts moyens du parc d'équipement, mais inférieur au coût des équipements les plus récents. Ce cas mènerait à des hausses tarifaires, si les exportations étaient intégrées dans la base tarifaire, ou à des pertes pour l'actionnaire, si elles sont intégrées dans une unité distincte.

d) *Le départ des clients réglementés*

Une question fondamentale concerne l'impact sur le consommateur moyen si certains consommateurs obtiennent leur énergie d'un tiers, délaissant ainsi le parc de production d'Hydro-Québec. Regardons d'abord la situation dans les hypothèses suivantes :

- les coûts marginaux sont croissants, c'est-à-dire que la prochaine centrale coûtera plus cher que la moyenne du parc existant,
- le parc d'équipement est d'une taille qui correspond exactement à la demande,
- la demande au Québec est en croissance.

Dans ces conditions, le départ d'un certain nombre de clients aurait l'effet de *réduire* les hausses tarifaires qui seraient autrement requises. Rappelons que, dans

un tel contexte, la croissance de la demande crée un besoin de nouvelles centrales, lesquelles, lorsque leurs coûts excèdent ceux du parc moyen, augmentent les coûts moyens et donc les tarifs. En fait, dans un tel scénario, la perte de ces clients serait l'équivalent d'un programme de conservation d'énergie, qui réduit les coûts en réduisant les nouveaux équipements, plus chers que la moyenne, qui seraient nécessaires pour répondre à la demande. Cet effet disparaîtrait, cependant, lorsque la demande perdue dépasse la croissance de la demande, créant un surplus⁹⁰.

Les conséquences seraient différentes, cependant, s'il existait déjà un surplus d'équipement (la situation actuelle). Dans cette situation, les clients réglementés paient déjà pour des équipements qui ne leur sont pas utiles. Le départ de clients, qui accentuerait le surplus d'équipement, aurait ainsi pour résultat de prolonger le surplus. Si le prix de marché (en exportation) pour les surplus est suffisant pour payer les coûts moyens de fourniture plus le rendement sur le capital, cela n'entraîne effectivement aucun désavantage pour les clients réglementés. Si toutefois le prix du marché n'est pas suffisamment élevé, ce départ contribue à une hausse des tarifs réglementés.

Il mérite d'être souligné que ces conclusions découlent des hypothèses de cette étude, c'est-à-dire qu'elles ne tiennent pas compte des distinctions entre les différentes catégories de consommateurs. Pour d'autres raisons qui ne seront pas traitées ici, la perte de grands clients risque néanmoins d'être préjudiciable aux intérêts du secteur résidentiel.

C. Tarification du transport

Jusqu'à très récemment, la tarification du transport d'électricité était une question des plus abstraites, et de peu d'importance économique. Mais en quelques années, elle est devenue le centre de grands débats vigoureux.

Pour comprendre ce changement, on n'a qu'à revenir aux principes de base de la « démonopolisation » du secteur de l'électricité imposée par le Congrès américain dans la EAct de 1992. Le but était de créer un marché concurrentiel de l'électricité ; le moyen était de donner l'accès au transport, en le transformant d'un service propriétaire à un transporteur public (« *common carrier* »), accessible à toute personne qui accepte de payer le tarif.

⁹⁰ En raison de la longue période de construction pour des ouvrages hydroélectriques, cet effet bénéfique pourrait également disparaître si des équipements étaient déjà engagés pour desservir les clients partants.

Mais comment fixer ces tarifs ? La question est complexe, comme toute question de tarification, mais encore davantage en raison de la nature physique de l'électricité. Celle-ci diffère en effet de tout autre produit, en plusieurs sens :

- elle doit être produite à l'instant même de sa consommation,
- le chemin emprunté par le courant à l'intérieur du réseau de transport ne peut être contrôlé, et ne peut que difficilement être prédit,
- il n'y a qu'une façon de le transporter (les lignes à haute tension), et
- le dédoublement des lignes créerait des pertes importantes pour tout usager.

En plus d'être complexe, la tarification du transport revêt également une très grande importance. Suivant le mode de facturation du transport, un grand nombre de transactions à longue distance peuvent s'avérer rentables ou non. Bref, la grille tarifaire retenue pour le transport déterminera, au bout du compte, le genre et la portée des transactions qui auront lieu.

Dans ce contexte, il importe de souligner que l'ordonnance 888 de la FERC (1996), qui instaurait la concurrence dans le marché américain du gros, concerne presque exclusivement les tarifs de transport. Le « *open access pro forma tariff* » établi par cette ordonnance a été ensuite adopté, presque mot à mot, par Hydro-Québec dans son règlement 659 (Gouv. du Québec 1997b).

La complexité de cette question est reflétée dans la taille des documents pertinents. L'ordonnance 888 comptait à elle seule presque 800 pages, en plus des annexes, et l'ordonnance 889 (sur les systèmes informatisés d'information) comprenait également quelques centaines de pages. Elles ont été suivies un an plus tard de l'ordonnance 888A, qui apportait certaines clarifications, également de plusieurs centaines de pages. Ces ordonnances suivaient deux *Notices of Proposed Rulemaking (NOPR)* émis le 29 mars 1995 (FERC 1995), et qualifiés de « Mega-NOPR » ; entre les deux, il y a eu des milliers de pages de commentaires et d'argumentation de centaines d'intervenants.

Le règlement 659, par contre, qui adopte presque toutes les conclusions de l'ordonnance 888 et définit les modalités selon lesquelles Hydro-Québec (maintenant TransÉnergie) offre les services de transport à elle-même ainsi qu'à toute tierce partie (marché du gros), a été adopté sans préavis par le Conseil des ministres du Québec le 5 mars 1997⁹¹.

⁹¹ Le décret 276-97 fait état de l'urgence de son adoption, en raison du dépôt imminent d'une demande par Hydro-Québec auprès de la FERC pour obtenir le statut de négociant d'énergie.

Tableau 3. Les tarifs de transport d'Hydro-Québec selon le règlement 659

| Service ferme | | Service interruptible | | Équivalent en ¢kWh |
|---------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| Annuel | 71,09 \$ / kW / an | Annuel | 71,09 \$ / kW / an | 0,81 ¢kWh |
| Mensuel | 8,01 \$ / KW / mois | Mensuel | 8,01 \$ / KW / mois | 1,10 ¢kWh |
| Hebdomadaire | 2,00 \$ / KW / sem. | Hebdomadaire | 2,00 \$ / KW / sem. | 1,19 ¢kWh |
| Quotidien | 0,40 \$ / KW / jour | Quotidien | 0,40 \$ / KW / jour | 1,67 ¢kWh |
| | | Horaire | 16,69 \$ / MW / hre | 1,67 ¢kWh |

Note : Les prix de la dernière colonne reflètent un facteur d'utilisation de 100 %, c'est-à-dire qu'ils supposent que la capacité de transport réservée sera utilisée pour toute la période (année, mois, etc.) pour laquelle la réservation est faite. Si le facteur d'utilisation est moindre (comme cela risque d'être souvent le cas, surtout pour les périodes plus longues), le prix moyen du kWh sera plus élevé.

1. Le règlement 659

Le règlement 659 compte 47 pages, de nature hautement technique. Étant donné les circonstances de son adoption, les détails de ses modalités n'ont jamais été discutés en public, et à ce jour aucune analyse n'en a été publiée. Ce règlement couvre, entre autres, les éléments suivants, que l'on ne peut approfondir ici :

- service de transport point-à-point vs service de réseau, et leur application pour les importations et les exportations,
- les mécanismes pour déterminer quel usager aura droit d'utiliser les lignes en cas de resserrement,
- le droit d'usagers potentiels d'exiger l'expansion du réseau de transport pour leurs besoins, et les procédures applicables,
- le revenu requis du réseau de transport (2 260 millions \$),
- les tarifs (point-à-point) pour le service de transport (voir le tableau 3 ci-dessus). Notons que les tarifs sont les mêmes pour les services fermes et interruptibles.

2. Les tarifs « timbre-poste »

Les tarifs de transport établis par le règ. 659 sont des tarifs « timbre-poste » — des tarifs invariables qui couvrent tout transport sur le territoire québécois, indépendamment de la distance. Ce genre de tarif de transport est assez répandu, mais dans un réseau ayant les caractéristiques particulières de celui du Québec, on peut soulever plusieurs objections.

Les principaux avantages d'un tarif timbre-poste de transport sont sa simplicité ainsi que l'uniformité tarifaire qui en découle. Avec ce type de tarif, la composante transport des tarifs facturés aux consommateurs partout au Québec demeure constante, pour la même catégorie de consommateur⁹².

En même temps, un régime de tarifs timbre-poste ne donne aucun signal de prix, ni aux producteurs ni aux consommateurs, en ce qui concerne leur emplacement géographique. Il est inévitable que, en raison de la configuration géographique d'un réseau de transport, un kWh produit à un endroit aura un coût différent d'un kWh produit ailleurs. De la même façon, il serait moins coûteux de livrer un kWh pour consommation à un endroit plutôt qu'à un autre. Alors qu'il peut être préférable de supprimer ce signal de prix lorsqu'il concerne les résidences, et peut-être même les industries, il pourrait être souhaitable de le maintenir en ce qui concerne l'emplacement des équipements de production.

Sur une base plus pratique, on peut facilement imaginer, dans la situation du Québec, que certains utilisateurs du réseau de transport trouveraient une tarification timbre-poste injuste. Rappelons que le réseau de transport d'Hydro-Québec comporte plus de 30 000 km de lignes (Hydro-Québec 1996, 11), dont la grande partie servent à intégrer des centrales nordiques (La Grande, Manic et Churchill).

Quelle serait la juste part des revenus requis du réseau de transport attribuable à un courtier qui veut transporter un kilowatt de la frontière à une municipalité dans le sud du Québec ? Devrait-il payer la même facture qu'un autre qui veut acheminer un kilowatt de la frontière du Labrador jusqu'à la frontière américaine ?

La Régie de l'énergie n'a pas encore statué sur les tarifs de transport établis par Hydro-Québec dans le règlement 659, mais il est prévisible qu'ils seront hautement contestés par les autres utilisateurs du réseau de transport.

3. Structures tarifaires de recharge

Il existe plusieurs autres options touchant la tarification du transport de l'électricité, permettant d'éviter les problèmes d'inéquité des tarifs timbre-poste.

⁹² Comme il a été noté auparavant, le tarif de transport par kWh varie néanmoins avec le facteur d'utilisation, parce que l'utilisation du réseau de transport dépend de la puissance à laquelle fait appel un client, et non à la quantité d'énergie qu'il consomme. Ainsi, si la consommation maximale d'un client est de 5 kW, il crée les mêmes besoins en transport, qu'il utilise cette puissance une fois par année ou sur une base constante. Il paierait donc le même montant sur une base annuelle dans les deux cas, mais dans le deuxième cas, ces frais seraient divisés entre un nombre plus grand de kilowattheures, et donc seraient beaucoup moindres *par kilowattheure*.

a) *Tarifification selon la distance*

La plus simple solution serait d'utiliser des tarifs variables selon la distance du transport, soit un tarif par kilomètre. Ce formule ne semble pas être largement utilisée ailleurs à l'heure actuelle.

Une variante beaucoup plus intéressante pour le Québec, cependant, serait une tarification *zonale*, où des tarifs distincts seraient appliqués à l'intérieur des différentes zones, et où tous ceux qui veulent faire transiter l'énergie d'une zone à l'autre paieraient la somme des deux tarifs. Par exemple, étant donné la géographie du Québec, il serait raisonnable de créer trois zones : Québec-Sud, Baie-James et Nord-Est. Même si TransÉnergie demeure propriétaire de toutes les lignes dans les trois zones, chacune aura ses propres livres comptables, sa propre base tarifaire et ses propres tarifs. Pour transporter l'énergie de la Baie-James jusqu'à Montréal, on paierait donc les tarifs de ces deux zones, tandis qu'un transit à l'intérieur de la zone Québec-Sud ne comporterait qu'un seul tarif.

Ainsi, même si les tarifs à l'intérieur de chaque réseau étaient des tarifs timbre-poste, le résultat net serait une facture moindre pour transiter à l'intérieur d'une même région (p. ex. à l'intérieur du Québec-sud) que pour transiter entre deux régions. L'effet serait d'attribuer les coûts des lignes de la région Baie-James uniquement à l'énergie qui y est produite, exactement comme si ces lignes étaient traitées comme des actifs de production.

La même question s'est posée lors de l'examen par la British Columbia Utilities Commission du tarif de transport proposé par B. C. Hydro en 1996. Dans sa décision, la Commission a rejeté la méthode d'allocation des coûts utilisée par la société d'État (BCUC 1996). Elle jugeait que les lignes construites pour intégrer les centrales nordiques au réseau principal devaient être traitées comme des actifs de production, s'ajoutant ainsi aux coûts de production de ces centrales, et non comme des actifs de transport, payés à titre égal par tous les consommateurs.

En comparaison avec cette approche, l'avantage d'une tarification zonale serait de permettre que les actifs de transport soient toujours gérés par la division de transport, et de toujours faire facturer le transport comme tel. De même, si d'autres installations de production étaient développées dans ces régions lointaines (p. ex. des centrales éoliennes ou hydrauliques par les Cris, ou les chutes Bas-Churchill par Terre-Neuve), cette approche permettrait une facturation simple et transparente pour le transport. Si, par contre, les lignes nordiques étaient traitées comme des actifs de production d'Hydro-Québec, il serait extrêmement compliqué de trouver une façon équitable de facturer un producteur indépendant situé dans la même région.

b) *Tarification au prix marginal localisé*

Une structure beaucoup plus sophistiquée est celle qui a été proposée à la FERC, en janvier 1997, par le New York Power Pool (New York Power Pool 1997)⁹³. Selon cette structure, appelée « *locational-based marginal pricing* » (« tarification au prix marginal localisé », ou TPML), le prix du kilowattheure est calculé non à un seul endroit (celui de « la bourse »), mais plutôt à un grand nombre d'endroits où l'énergie peut être ajoutée au réseau ou en être soustraite. En réalité, chaque fois qu'il existera un resserrement du transport, un différentiel de prix y sera rattaché. Par exemple, s'il existe des producteurs à très bas coût d'un côté d'un tel resserrement, le prix du marché à cet endroit sera moindre que de l'autre côté⁹⁴.

Avec le TPML, chaque producteur qui vend son énergie à la bourse est payé le prix de la bourse ayant cours à cet instant *pour l'endroit précis où il transmet son énergie au réseau*. Il en va de même pour un distributeur qui en achète. La différence de prix entre les deux endroits correspond très précisément au coût économique réel du transport⁹⁵.

Malgré tous les bénéfices théoriques de la tarification TPML, elle souffre néanmoins d'une très grande complexité. Plusieurs surveilleront donc les résultats à New York avec beaucoup d'intérêt.

c) *Tarification double du transport (l'approche de l'Alberta)*

Comme il a été noté auparavant, les tarifs timbre-poste empêchent la transmission de signaux de prix qui pourraient mener les producteurs et consommateurs de l'électricité à se situer géographiquement d'une façon qui réduise les coûts totaux de

⁹³ Cette structure a été retenue par les membres de la New York Power Pool (NYPP) à la suite d'un processus de concertation chapeauté par l'agence réglementaire de l'État de New York, la Public Service Commission. Elle a été élaborée par le prof. William W. Hogan de la Harvard University, et décrite dans une annexe à la soumission du NYPP (New York Power Pool, 1997).

⁹⁴ Même sans des resserrements du transport, on risque de trouver des différentiels de prix, reliés simplement aux pertes de transport.

⁹⁵ Notons que, dans certaines circonstances, ce coût peut être négatif. Cela correspond à une situation où des lignes sont déjà très chargées, et une transaction se présente à « contre-courant ». Dans une telle situation, la nouvelle transaction *diminue* le resserrement, et donc ajoute à la capacité de la ligne dans la direction du débit principal, permettant ainsi l'ajout d'autres transactions dans cette même direction. Le fait qu'une telle transaction soit *benéfique* au réseau peut être saisi que par une structure TPML, comme par une tarification de la congestion (« *congestion pricing* »). Dans les autres modèles que nous avons décrits, soit les tarifs timbre-poste ou zonaux, la transaction à contre-courant est facturée comme toute autre transaction, même si elle crée de la valeur pour le réseau de transport.

transport. Du côté du consommateur, on peut facilement reconnaître l'intérêt de se priver d'un tel avantage, en faveur d'une uniformité régionale de tarification. Autrement dit, si un tel signal de prix mène à une efficacité économique accrue, cela se ferait en incitant la population à abandonner les régions en faveur des villes, ce qui va carrément à l'encontre de la politique de la plupart des gouvernements canadiens.

Cependant, la société aurait moins de raisons de souhaiter que de tels signaux de prix soient cachés aux producteurs. Pourquoi en effet cacherait-elle artificiellement un signal de prix qui favoriserait l'emplacement de la nouvelle production dans un endroit au lieu d'un autre, si cela réduisait les tarifs pour tout le monde ⁹⁶?

Dans la restructuration créée par la *Electric Utilities Act*, qui a été mise en vigueur le 1^{er} janvier 1996, la province de l'Alberta a trouvé une formule qui permet justement de préserver le signal de prix pour les producteurs, sans l'imposer aux consommateurs (Govt. of Alberta 1995). Il s'agit d'un tarif de transport à deux volets :

- les producteurs paient des tarifs de transport pour leur production qui comporte une composante géographique, ce qui les incite à se situer dans les endroits qui minimiseront les coûts totaux de production et de transport,
- les consommateurs paient (par l'intermédiaire de leurs distributeurs) des tarifs de transport timbre-poste. Un distributeur rural dans le Nord de la province paie alors le même tarif de transport qu'un autre qui dessert le centre de Calgary.

Les revenus requis du réseau de transport sont donc compensés par ces deux tarifs mis ensemble, au lieu d'un seul tarif de transport payé par une partie ou l'autre. Tout comme la tarification zonale, une tarification double composée de tarifs par distance et de tarifs timbre-poste pourrait s'avérer une option intéressante pour le Québec.

4. Impacts sur les prix au Québec

La structure retenue pour la tarification du transport ainsi que son niveau pourraient toucher les consommateurs québécois de différentes façons. Dans un premier temps, des tarifs élevés de transport tendraient évidemment à réduire l'utilisation du réseau de transport par des tiers, freinant ainsi le développement d'un secteur de producteurs indépendants. De la même façon, ils rendraient moins probable le départ d'un grand nombre de consommateurs vers des fournisseurs autres

⁹⁶ Cette discussion ne tient pas compte, pour le moment, des enjeux sociaux, tels que les implications environnementales des différentes options de tarification.

qu'Hydro-Québec, car ils devraient alors payer un tarif élevé de transport en plus du prix d'énergie du fournisseur.

À première vue, il pourrait sembler que la tarification du transport serait neutre en ce qui concerne la concurrence entre Hydro-Québec et d'autres fournisseurs, étant donné qu'elle serait payée par tout client, indépendamment de son fournisseur. Cependant, deux phénomènes font obstacle à une telle neutralité.

Regardons d'abord les raisons qui pourraient mener à des tarifs de transport excessivement élevés. L'une d'entre elles serait l'attribution au réseau de transport, dont les coûts seront payés par tout utilisateur, sans égard à son fournisseur, des coûts qui en réalité servent Hydro-Québec uniquement. Cela serait le cas si les lignes nordiques étaient traitées comme faisant partie d'un réseau intégré de transport (comme c'est le cas dans les tarifs établis par le règlement 659). Les coûts des équipements qui desservent la production d'Hydro-Québec uniquement seraient alors défrayés par les clients d'autres fournisseurs également. Une telle situation avantagerait clairement Hydro-Québec par rapport à ses concurrents, ce qui pourrait avoir un impact à la hausse sur les prix aux consommateurs⁹⁷.

Tout jeu comptable qui déplace des coûts de l'unité de production d'Hydro-Québec vers l'unité de transport aurait également pour effet d'augmenter les tarifs de transport et de réduire les coûts de production, améliorant ainsi la position d'Hydro-Québec face à ses concurrents. Ce genre de « transfert de coût » est généralement préjudiciable aux consommateurs ainsi qu'aux producteurs indépendants.

L'autre enjeu touchant la tarification du transport concerne l'uniformité tarifaire au Québec. Comme nous l'avons vu avec le cas albertain, il n'est pas impossible de créer une formule de tarification de transport qui permet le maintien d'une telle uniformité. Cependant, il faut également reconnaître que la logique même du mouvement de restructuration des marchés — qui se base en dernière analyse sur le principe d'efficacité économique — tend vers le principe d'utilisateur-payeur, et favorise donc des structures où une différence de coût de service se traduit toujours par une différence de prix.

Suivant cette même logique, dans la mesure où les coûts réels de service de transport pour les différentes régions du Québec ne sont pas les mêmes, il serait de

⁹⁷ Cela avantagerait également Terre-Neuve, advenant la construction d'une centrale aux chutes de Bas-Churchill. Une telle centrale nécessiterait de nouvelles lignes de transport dont Terre-Neuve, selon les dispositions du règ. 659, aurait le droit d'exiger la construction. Les coûts de nouvelles lignes étant généralement plus importants que ceux des anciennes lignes, déjà amorties, cela augmenterait le coût moyen du réseau de transport, et donc les tarifs payés par tout usager — ce qui serait l'équivalent d'une subvention à Terre-Neuve.

plus en plus difficile de s'opposer à une tarification qui reflète ces différences. Certes, la situation est moins aiguë pour le transport qu'elle ne l'est, comme nous le verrons, pour la distribution. En outre, le réseau ayant été déjà construit, il serait plus facile de défendre une répartition égale de ces coûts que s'il fallait l'étendre à une région éloignée.

Paradoxalement, il est même possible que la demande d'une tarification différentielle viendrait des régions. En réalité, les coûts de transport dans plusieurs régions sont probablement moins grands qu'en ville, en raison de leur proximité aux centres de production. Qui plus est, les renforcements prévisibles du réseau de transport (mis à part ceux qui seraient nécessaires pour acheminer la production de nouvelles centrales nordiques vers le Sud) auront probablement lieu autour des régions urbaines, en raison de l'augmentation de la demande dans ces régions. Dans ce cas, on peut imaginer des regroupements des consommateurs des régions qui refusent de voir ces coûts ajoutés à leurs tarifs de transport. Cependant, il semble clair qu'à long terme, la perte d'uniformité tarifaire jouerait dans le sens d'une augmentation des coûts dans les régions par rapport aux centres urbains.

D. Tarification de la distribution

Les enjeux touchant la tarification de la distribution sont semblables à ceux du transport, en ce sens qu'il s'agit dans les deux cas d'actifs très dispendieux qui sont nécessaires en proportion de la demande maximale d'une région, et non de la quantité d'énergie consommée. Il s'agit également d'un monopole naturel, qui sera donc réglementé sous n'importe quel modèle de restructuration. De ce fait, les mêmes questions de « transfert de coût » se posent.

Les questions les plus difficiles touchant la distribution concernent l'allocation des coûts entre les différentes catégories de service. Parce que les clients industriels ne font que très peu appel aux équipements de distribution, l'attribution d'un coût donné au système de distribution implique que les clients industriels seront exemptés de le payer. Il est donc d'une importance primordiale pour les consommateurs résidentiels que la révision réglementaire des allocations de coûts entre le transport et la distribution soit extrêmement soignée. Cette question sera traitée davantage dans la deuxième phase de cette étude.

La question d'uniformité tarifaire se pose également en ce qui concerne les tarifs de distribution. Il ne fait aucun doute que les coûts de distribution sont plus élevés pour desservir les communautés rurales que les villes. Or, dans la mesure où le Québec est desservi par une seule compagnie de distribution, rien empêche qu'elle facture un tarif fixe à tous les clients d'une même catégorie tarifaire, même si ses coûts ne sont pas identiques.

En réalité, il existe déjà neuf municipalités au Québec qui détiennent leurs propres réseaux de distribution. D'après la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*, leurs tarifs ne peuvent dépasser ceux d'Hydro-Québec et, en pratique, ils sont les mêmes. La *Loi sur la Régie de l'énergie* ne prévoit aucune réglementation de ces compagnies ; elles sont libres de réduire leurs tarifs de distribution, mais il n'existe aucun mécanisme leur permettant de demander un tarif de distribution plus élevé que celui d'Hydro-Québec, même si leurs coûts le justifient.

Dans la situation actuelle, les compagnies d'électricité municipales sont les seules qui ont le droit de magasiner auprès d'autres fournisseurs pour leur électricité. Si elles commencent à bénéficier de prix plus avantageux que les tarifs d'Hydro-Québec, d'autres municipalités pourront vouloir en profiter également.

D'autre part, puisque la distribution de l'électricité ferait toujours l'objet d'un rendement assuré sur l'investissement, il se peut que certaines municipalités réclament la possibilité d'acheter et d'exploiter les réseaux desservant leurs citoyens. La rentabilité d'une telle « municipalisation » dépendrait évidemment du prix de vente des réseaux. Néanmoins, dans un contexte de coupures budgétaires, les municipalités pourraient réclamer un transfert avantageux en échange de nouvelles responsabilités et de diminutions de revenus provenant du gouvernement provincial. À titre d'exemple, la Ville de Sherbrooke, qui compte parmi les neuf municipalités déjà propriétaires de leurs réseaux de distribution, a tiré un profit de plus de 10 millions de dollars en 1996 d'Hydro-Sherbrooke, sur un actif (non amorti) de 127 millions \$ (Sherbrooke 1996, 11, 21).

V. CONCLUSION

Les raisons qui sous-tendent le mouvement québécois en faveur d'une ouverture des marchés de l'électricité à une plus grande concurrence diffèrent beaucoup de celles qui prévalent aux États-Unis. En effet, alors que les Américains cherchent d'abord à réduire les prix aux consommateurs, le Québec songe plutôt à répondre adéquatement aux conditions de réciprocité exigées par les États-Unis afin de permettre la continuité et même le renforcement des exportations québécoises.

Malgré cette divergence d'objectifs, les défis de l'ouverture à la concurrence et de la déréglementation de la production demeurent les mêmes. La structure de marché privilégiée et les mécanismes d'atténuation appliqués doivent permettre d'assurer qu'aucun producteur n'ait un pouvoir de marché dans la production, ni un pouvoir de discrimination par son contrôle de fonctions telles que le transport, la distribution, la facturation et le relevé des compteurs. De plus, plusieurs choix doivent être faits concernant l'accès à la concurrence (gros ou détail), la nature des échanges (directs ou par l'intermédiaire d'une bourse), la tarification du transport, la gestion du réseau et d'autres options.

Au Québec, la création d'un marché d'électricité suffisamment concurrentiel pour éviter des abus de pouvoir et assurer une « autoréglementation » des prix représente un défi particulier. Dans le contexte actuel, une réelle concurrence ne peut pas exister en raison notamment de l'intégration verticale d'Hydro-Québec, de sa domination quasitotale de la production d'électricité au Québec, de son contrôle effectif de la distribution de gaz naturel au Québec, des limites imposées par les faibles interconnexions aux importations potentielles d'électricité, de l'existence de réservoirs multi annuels, de la taille de certains complexes hydroélectriques et d'autres facteurs propres au Québec.

À chacun de ces obstacles, des mécanismes d'atténuation devraient être appliqués afin d'assurer un niveau suffisant de concurrence pour que les prix de la production puissent être soustraits de la réglementation par la *Régie de l'énergie*. Toutefois, les mécanismes appropriés à cet égard risquent d'imposer des transformations profondes et sans précédent, notamment en ce qui a trait à la propriété et la gestion des actifs d'Hydro-Québec. Par exemple, une séparation à la fois horizontale et verticale des actifs de la société d'État s'avérerait essentielle, peut-être en privatisant une grande partie du réseau de production d'électricité.

De plus, en raison des particularités du réseau de production d'Hydro-Québec, une solution originale pourrait également s'avérer nécessaire. Cette solution, qui lierait, par le biais de contrats à long terme, la production totale des grands complexes de

La Grande, de Manic-Outardes et des Chutes Churchill aux distributeurs québécois, protégerait les consommateurs québécois contre des hausses de prix qui autrement deviendraient inéluctables. Jumelée aux autres mécanismes, dont la séparation horizontale et verticale, elle permettrait, pour au moins une partie du marché québécois de l'électricité, l'établissement d'une réelle concurrence.

En garantissant ainsi l'électricité à bas prix aux consommateurs québécois, le mécanisme que nous décrivons aurait cependant pour effet de diminuer la quantité d'électricité bon marché disponible pour les exportations, et donc de diminuer les revenus qui en proviendraient. Étant donné l'objectif d'exportations accrues visé par les ténors d'une ouverture des marchés québécois, il est loin d'être évident que de telles transformations seraient acceptables ou même appropriées pour le Québec.



VI. BIBLIOGRAPHIE

BCUC (British Columbia Utilities Commission). 1996. *In the Matter of British Columbia Hydro and Power Authority — Wholesale Transmission Services Application : Decision*. 25 juin 1996, 48 pages plus annexes.

Borenstein, Severin, et al. 1995. *Market Power in California Electricity Markets*. Program on Workable Energy Regulation, PWP-036. Décembre 1995, 36 pages.

British Columbia Task Force on Electricity Market Reform. 1997. *First Interim Report*. 1^{er} juin 1997, 42 pages.

CAC (Consumers Association of Canada (British Columbia)). 1997. *Evidence of John D. Todd, Econalysis Consulting Services Inc., on behalf of CAC(BC) et al.* Préparé dans le cadre du British Columbia Utilities Commission Retail Access and Unbundled Tariff Hearing pursuant to Commission Order No. G-125-96. 10 mars 1997.

California State Legislature. 1996. *Assembly Bill No. 1890*. Approuvé par le gouverneur à Sacramento, 23 septembre 1996, 67 pages.

Carroll, D'Arcy. 1997. "Pricing Dynamics in the Integrated Market", présentation au colloque de ZECO Conference Organizers, *Strategies for the Northeast Energy Market*. Montréal, 30 avril 1997.

CEC (California Energy Commission). 1997. *The 1996 Electricity Report (ER96); Draft*. Sacramento, juin 1997, 92 pages plus annexes.

CET (Commission de l'économie et du travail, Assemblée nationale). 1997. *Examen des orientations de la Société Hydro-Québec : Rapport final*. Juin 1997, 72 pages.

Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés. 1997. *Rapport*. 535 pages.

CPUC (California Public Utilities Commission). 1996. *Docket No. EC96-19-000 -- Supplemental Comments of the Public Utilities Commission of the State of California*. Présenté au Federal Energy Regulatory Commission. San Fransisco, 14 août 1996.

CPUC (California Public Utilities Commission). 1997. *Decision 97-05-040*. San Francisco, 6 mai 1997.

CSA Energy Consultants. 1997. "N.E. Import Capabilities", présentation au colloque de ZECO Conference Organizers, *Strategies for the Northeast Energy Market*. Montréal, 28 avril 1997.

EIA (Energy Information Administration, U.S. Department of Energy). 1996a. *The Changing Structure of the Electric Power Industry : An Update*. Washington, décembre 1996, 182 pages.

EIA (Energy Information Administration, U.S. Department of Energy). 1996b. *Electric Power Annual 1995 — Volume 1*. Washington, juillet 1996, 63 pages.

EIA (Energy Information Administration, U.S. Department of Energy). 1996c. *Electric Power Annual 1995 — Volume 2*. Washington, décembre 1996, 143 pages.

Energetics. 1997. "Utility Restructuring Weekly Update — August 1, 1997" (pour le U.S. Department of Energy).

Energy Online. 1997a. *Electric Retail Competition Bill Introduced by Arkansas Senator; Utilities Would Get Full Recovery of Most 'Stranded Costs'*. Par internet via [http://www.energyonline.com/ Restructuring/](http://www.energyonline.com/Restructuring/).

Energy Online. 1997b. *Electric Retail Customer Choice Bill Introduced in House; Initiative Would Mandate Dec. 15, 2000 Start for Competition*. Par internet via [http://www.energyonline.com/ Restructuring/](http://www.energyonline.com/Restructuring/).

Energy Online. 1997c. *System Demand and System Marginal Prices -- Pool III: Victoria, Australia*. Par internet via <http://www.energyonline.com/Restructuring/energydb/vic0197.html>.

Estache, Antonio et Rodriguez-Pardina, Martin. 1997. "The Real Possibility of Competitive Generation Markets in Hydro Systems — The Case of Brazil", *Public Policy for the Private Sector*, Note No. 106, février 1997. 4 pp. Par internet via <http://www.worldbank.org/html/fpd/notes/notelist.html#power>.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1995. *Promoting Wholesale Competition Through Open-Access Non-discriminatory Transmission Service by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*.

FERC. 1996. *Order No. 888: Final Rule*. 61 Fed. Reg. 21,540 (May 10, 1996), FERC Stats. & Regs. & 31,036 at 31,656-57 (1996). 783 pages plus annexes.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1997a. *Order No. 888-A (Order on Rehearing)*. 78 FERC 61220 (1997), 62 Fed. Reg., FERC Stats. & Regs. 31048 (1997). Washington, 4 mars 1997.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1997b. *British Columbia Power Exchange Corporation : Order Rejecting Market-Based Rates Without Prejudice*. 78 FERC 61024. Washinton, 15 janvier 1997.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1997c. *Ontario Hydro : Order Denying Market-Based Rates Without Prejudice*. 78 FERC 61369. Washington, 31 mars 1997.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1997d. *H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.: Order Directing Further Information And Analysis And Deferring Action On Market-Based Rates*, 79 FERC 61152. Washington, 9 mai 1997.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1997e. *New York State Electric & Gas Corporation (NYSEG): Docket No. ER97-1347-000 and XENERGY, Inc., Docket No. ER96-2966-000: Order Denying Market-Based Rates And Cost-Based Rates Without Prejudice*, 78 FERC 61309. 21 mai 1997.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission). 1997f. *British Columbia Power Exchange Corporation: Order Accepting for Filing Market-Based Rates And Granting and Denying Waviers and Authorizations*, 80 FERC 61343. 24 septembre 1997.

Gouvernement du Québec. 1995. *L'énergie au Québec — Édition 1995*. Charlebourg, 116 pages.

Gouvernement du Québec. 1996a. *L'énergie au service du Québec — Une perspective de développement durable*.

Gouvernement du Québec. 1996b. *Loi sur la Régie de l'énergie du Québec (1996, c.63)*.

Gouvernement du Québec. 1997a. *Décret 618-97*. Gazette officielle du Québec, 28 mai 1997, 129^e année, n^o 21, 2987.

Gouvernement du Québec. 1997b. *Décret 276-97 : Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et tarifs du service de transport en gros de l'électricité*. Gazette officielle du Québec, 12 mars 1997, 129^e année, n^o 10, 1248-1294.

Government of Alberta. 1995. *Electric Utilities Act*.

Government of Alberta. 1997a. *Moving to Competition: A guide to Alberta's new electric industry structure*. Par internet via <http://www.energy.gov.ab.ca/elec/elec1.htm>, 11 avril 1997.

Government of Alberta (Ministry of Energy, Electricity Branch). 1997b. "To All Interested Parties — Re. : Alberta Transmission Administrator Request-For-Proposals (RFP)". Par internet via <http://www.energy.gov.ab.ca/elec/letter2.htm>, 21 juillet 1997.

GridCo (Grid Company of Alberta). 1996. *About the Grid Company of Alberta*. Par internet via <http://www.gridco.ab.ca/about.html>.

Hydro-Québec. 1992. *Rapport annuel 1992*. 89 pages.

Hydro-Québec. 1993a. *Hydro-Québec's Electricity Rates*, Comité d'échanges techniques, 22 avril 1993, 19 pages.

Hydro-Québec. 1993b. *Rapport d'avant-projet, Complexe Grande-Baleine*. 30 volumes.

Hydro-Québec. 1996a. *Historique financier et statistiques diverses 1991-1995*.

Hydro-Québec. 1996b. *Rapport annuel 1996*. 63 pages.

Hydro-Québec. 1997a. "Profiter de l'ouverture des marchés pour assurer la croissance", présentation par Yves Fillion, directeur général adjoint et chef des services financiers, au colloque de l'Institut international de recherche, *La restructuration de l'énergie au Québec*. Montréal, 1 mai 1997.

Hydro-Québec. 1997b. *Rapport annuel 1996 — Canaliser nos énergies vers de nouveaux horizons*. Montréal, 62 pages.

Hydro-Québec. 1997c. *L'équilibre énergétique — Rapport particulier au 31 décembre 1996*. Montréal, 29 pages plus annexes.

Hydro-Québec. 1997d. *Form 18-K (U.S. Securities and Exchange Commission): Annual Report of Hydro-Québec*. 21 mai 1997, 44 pages.

Karas, Alex. 1997. "Pricing Dynamics in the Integrated Market", présentation au colloque de ZECO Conference Organizers, *Strategies for the Northeast Energy Market*. Montréal, 30 avril 1997.

LCG Consulting. Date inconnue. *Restructuring of the Electricity Supply Industry in England and Wales*. Par internet via <http://www.energyonline.com/Restructuring/models/ukpool.html>.

- Lindsay, William L. 1997. *Supplemental Affidavit of William W. Lindsay, In the Matter of H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., FERC Docket No. ER97-851-000*. 12 juillet 1997. 13 pages plus annexes.
- MacDonald Commission (Advisory Committee on Competition in Ontario's Electricity System to the Ontario Minister of Environment and Energy). 1996. *A Framework for Competition*. 162 pages.
- Moller, Elizabeth E. 1997. Présentation orale lors du colloque de l'Institut international de recherche portant sur la *Restructuration de l'énergie au Québec*. Montréal, 1 mai 1997.
- NEES (New England Electric System, Research & Development Department). 1996. *New Generation Technologies: Cost Projections Summary*. 18 juillet 1996.
- New York Power Pool (réseaux membres). 1997. *Comprehensive Proposal to Restructure the New York Wholesale Electric Market*. 31 janvier 1997, 7 volumes.
- Power Pool of Alberta. 1996. *How to Participate*. Par internet via <http://www.powerpool.ab.ca/about/participants.html>.
- Power Pool of Alberta. 1997a. *Synopsis of New Market Design Proposal -- A summary of the changes to the processes and systems proposed by the Pool Technical Committee*. Mai 1997.
- Power Pool Of Alberta. 1997b. *Power Pool Of Alberta — Operations Report for January 1997*. Par internet via http://www.powerpool.ab.ca/reports_html/operations/monthly/011997.html.
- Public Citizen's Critical Mass Energy Project. 1996a. *Summary of Restructuring Legislation Bill Introduced by Representative Edward Markey (D-MA)*. Par internet via <http://www.energyonline.com/Restructuring/>.
- Public Citizen's Critical Mass Energy Project. 1996b. *Summary of Restructuring Legislation Bill Introduced by Senator J. Bennett Johnston (D-LA)*. Par internet via <http://www.energyonline.com/Restructuring/>.
- Tellus Institute. 1996. "Horizontal Market Power in Electricity Generation", dans *Energy Report*, Vol. 4, No. 1, février 1996. Par internet via <http://www.tellus.org/>.
- U.S. Congress. 1997a. S 237 — '*Electric Consumers Protection Act of 1997*'.
- U.S. Congress. 1997b. HR 1230 — '*Consumers Electric Power Act of 1997*'.
- U.S. Congress. 1997c. HR 655 — '*Electric Consumers' Power to Choose Act of 1997*'.
- United States of America. 1978. *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (Public Law 95-617)*.
- Sherbrooke, Ville de. 1996. *Rapport annuel 1996*.
- Wolak, Frank A. and Patrick, Robert H. 1996. *The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market*. Juin 1996, 70 pages.

ZE Power Group. 1997. "Executive Overview of the Northeast Physical and Business Environment", présentation au colloque de ZECO Conference Organizers, *Strategies for the Northeast Energy Market*. Montréal, 29 avril 1997.