



HELIOS

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



Les enjeux énergétiques du Québec

Mémoire du Centre Hélios

Soumis dans le cadre de la consultation
publique de la

Commission sur les enjeux énergétiques du Québec

Philip Raphals
Directeur général

11 octobre 2013

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE DES MATIÈRES

1. Les surplus d'Hydro-Québec	3
1.1. Les surplus d'HQD	4
1.1 D'où viennent les surplus d'HQD?	4
1.1.1 La voie réglementaire	5
1.1.2 La voie discrétionnaire	8
1.1.3 Quelles options existent pour gérer le surplus d'HQD?	9
1.2 Le surplus d'HQP	10
1.3 L'évolution de la politique énergétique québécoise à l'égard des exportations d'électricité.....	11
2 L'efficacité énergétique	16
Notes biographiques.....	19
ANNEXE A : « La distinction entre Hydro-Québec Production et Distribution embrouille tout »	20
ANNEXE B : Extrait du mémoire du Centre Hélios devant la Commission de l'économie et du travail (2005).....	21

Le Centre Hélios remercie la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec pour cette opportunité de contribuer à ses réflexions.

Dans ce mémoire, nous entendons rester au niveau des principes, sans traiter en détail des questions techniques. Nous adressons deux des enjeux clés mentionnés dans le Document de consultation, soit les surplus d'Hydro-Québec et l'efficacité énergétique, en mettant l'emphase sur l'encadrement institutionnel et réglementaire.

1. Les surplus d'Hydro-Québec

Les surplus d'Hydro-Québec jouent un rôle central dans les débats sur la politique énergétique. On leur attribue des bénéfices —découlant de l'existence d'un surplus d'énergie propre — ainsi que des effets néfastes — comme la pression à la hausse sur les tarifs et le découragement de l'efficacité énergétique. Qu'en est-il?

Pour commencer, il est nécessaire de distinguer les surplus d'HQ Distribution (HQD) de ceux d'HQ Production (HQP).

Treize ans après l'adoption de la loi 116, la notion de séparation fonctionnelle qui sous-tend la gouvernance de la société d'État Hydro-Québec demeure toujours mystérieuse, non seulement pour le grand public, mais aussi pour une grande partie des journalistes et de la classe politique. J'ai essayé de clarifier cette question dans un article publié dans *Le Devoir* en février dernier, dont copie est annexé à ce mémoire.

Pour résumer, les surplus d'HQD reflètent l'acquisition de ressources énergétiques à long terme qui dépassent ses besoins réels, avec des effets néfastes tant sur les tarifs que sur l'efficacité énergétique. Les surplus d'HQP, par contre, sont surtout accumulés pour alimenter les ventes, ce qui produit des profits dans la mesure où les prix de vente dépassent les coûts. Nécessaires aussi pour se protéger contre les aléas de l'hydraulicité, ces surplus sont au cœur même du plan d'affaires d'HQP.

Dans les prochaines sections, nous regardons plus en détail ces deux types de surplus — très différents l'un de l'autre.

1.1. Les surplus d'HQD

Parlons d'abord du surplus d'HQ Distribution (HQD). Il n'y a pas de doute que ce surplus coûte cher aux consommateurs. Avec l'effondrement des coûts évités, il mine aussi la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique et donc, à la longue, le niveau des gains en efficacité qui seront obtenus¹.

Selon les données produites dans la cause tarifaire en cours devant la Régie, l'énergie acquise par HQD pour l'année 2014 excède ses besoins par 11,7 TWh. Avec la suspension des livraisons de la centrale TCE à Bécancour (à un coût d'environ 50 millions \$ par année, au-delà des 95 millions \$ en prime de puissance), ce surplus est réduit à 7,3 TWh². Il diminuera avec le temps, mais est prévu d'exister jusqu'en 2027.

1.1 D'où viennent les surplus d'HQD?

La *Loi sur la Régie de l'énergie*, telle qu'amendée par la loi 116 et 2000, crée deux mécanismes distincts pour l'acquisition par HQD d'approvisionnements post patrimoniaux. D'un côté, HQD est soumise à la compétence de la Régie de l'énergie. Il doit produire chaque trois ans un Plan d'approvisionnement et, lorsque des besoins futurs sont identifiés, procéder à acquérir l'énergie requise par appel d'offres. De l'autre côté, le gouvernement s'est réservé le droit d'obliger HQD à acquérir des blocs d'énergie d'une source particulière, sans égard nécessairement aux besoins identifiés lors de l'étude des Plans d'approvisionnement.

C'est en fait l'interaction entre ces deux mécanismes qui a produit le surplus d'HQD.

Le premier mécanisme n'a mené à l'acquisition des ressources énergétiques qu'une fois. Suite au dépôt du Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie a acquiescé à une demande urgente d'HQD d'autoriser l'appel d'offres A/O 2002-01, avant même l'étude du Plan proposé. Cet appel d'offres a mené à la signature par HQD de trois contrats d'approvisionnements : un avec TCE (4.3 TWh/an), et deux avec HQP (un contrat de base

¹ À cause du surplus, les coûts évités d'HQD — utilisés pour déterminer la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique — ne sont pas ceux des prochaines ressources (10,5 ¢/kWh en dollars de 2007, selon la méthodologie adoptée par la Régie), mais plutôt une combinaison des prix des marchés de court terme (5¢) et du prix patrimonial (2,7¢). R-3854-2013, HQD-3, doc. 4, p. 5.

² HQD, Demande R-3854-2013, Complément de preuve, HQD-1, doc. 4.2, Tableau R-2.1, page 5.

pour 3.1 TWh/an, et un contrat cyclable pour un volume allant jusqu'à 2.2 TWh/an). Sans ces approvisionnements, l'ampleur du surplus actuel serait grandement réduite.

C'est le deuxième mécanisme, celui de l'attribution par le gouvernement (par décret) de blocs d'énergie particulière, qui a donné lieu aux appels d'offres pour l'énergie éolienne, la petite hydraulique et de la biomasse. Ces décrets ont mené à la signature par HQD de contrats d'approvisionnement de ces trois filières qui comptent, en 2014, pour 8,6 TWh/an, chiffre qui passera à 15,2 TWh/an en 2019³.

Regardons plus en détail l'application de ces deux mécanismes.

1.1.1 La voie réglementaire

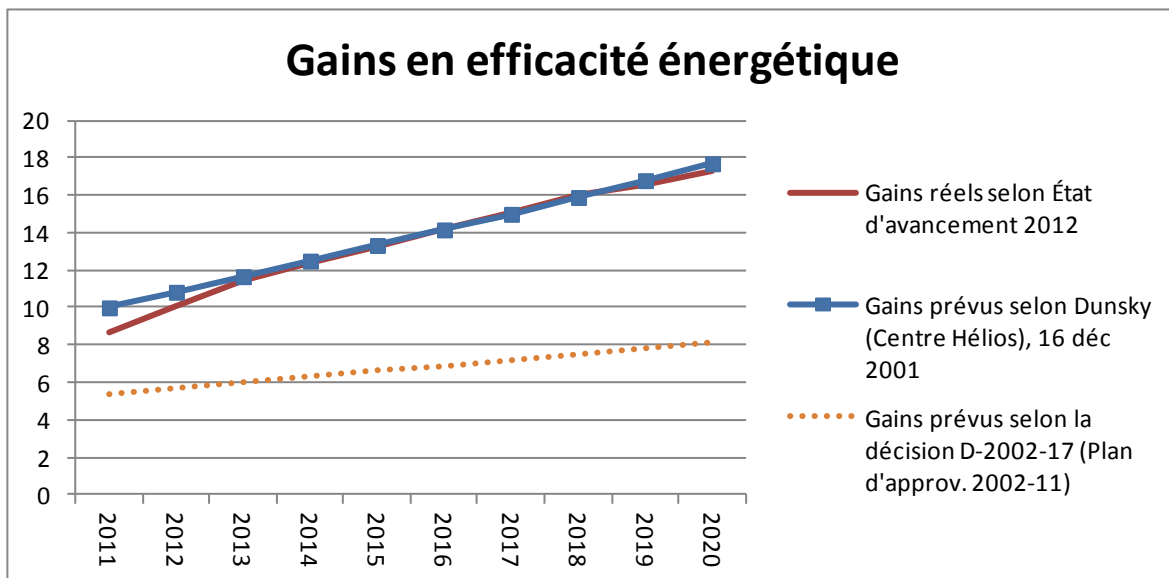
Il est surprenant de constater que la prévision de la demande qui sous-tendait la demande d'HQD devant la Régie en 2002 reflète assez bien la réalité connue depuis. En 2002, HQD avait prévu des ventes de 174,6 TWh en 2011, reflétant des gains de 5 TWh en EÉ, soit une demande « brute » de **179,6 TWh**. Les ventes réelles en 2011 étaient de 170,8 TWh, ce qui inclut des gains de 8,7 TWh en EÉ, soit une demande « brute » de ... **179,5 TWh**. Erreur de prévision, certes, mais de la prévision des gains en efficacité énergétique, plutôt que de la demande.

À l'époque, le Centre Hélios a produit un témoignage d'expert à l'effet que la provision pour les gains futurs en EE devait être beaucoup plus grande que celle proposée par HQD, avec l'implication que les besoins en énergie post patrimoniale étaient inférieurs à ceux visés dans la demande d'HQD. La Régie a cependant rejeté cette position, choisissant d'être « conservatrice » dans ses prévisions d'EÉ. Ce conservatisme excessif est donc responsable d'une grande partie du surplus.

Le graphique 1 montre l'évolution des gains en efficacité énergétique selon les prévisions d'HQD retenues par la Régie, et selon le témoignage de Philippe Dunsky du Centre Hélios — qui sont presque identiques aux chiffres présentés par HQD dans la mise à jour 2012 de son Plan d'approvisionnement⁴. (Cette dernière prévision représente en fait une diminution importante par rapport à l'année avant. On y revient à la section 2, plus loin.) L'écart entre les deux lignes est du même ordre de grandeur que le surplus actuel d'HQD.

³ R-3854-2013, HQD-1, doc. 4.2, p. 5.

⁴ États d'avancement, novembre 2012, p. 13.

**Graphique 1**

Il importe de souligner que ce n'est pas l'ÉÉ qui a créé le surplus, mais le fait d'avoir acquis des ressources à long terme en présumant que l'ÉÉ ne serait pas au rendez-vous. Il s'agit d'une leçon importante pour les planificateurs qui, en mettant l'accent sur la question essentielle de la fiabilité, ont souvent tendance à ignorer des scénarios qui mènent à la suracquisition de ressources, et donc aux surplus.

La planification énergétique est sans merci et les erreurs sont coûteuses, tant dans un sens que dans l'autre. D'où l'importance de mettre l'accent sur l'incertitude, sur la flexibilité, et sur l'étude de scénarios d'encadrement du pire (des *worst-case scenarios*), plutôt qu'uniquement sur l'optimisation en fonction de nos prévisions préférées.

Afin d'illustrer ce point, nous aimerions citer un passage d'un des institutions les plus influentes dans la planification énergétique, le Northwest Power Planning Council. Dans un appendice à son 5^{ième} plan, produit en 2005, intitulé *Risk and Uncertainty*, il écrit le passage suivant :

Decision Making Under Uncertainty

Strategic decision-making models use and manage uncertainty differently from many simulation models that incorporate uncertainty. The key difference between the two is the scale of risk and how a decision maker responds to uncertain events.

An example of a simulation that addresses uncertainty, but is **not** what we would call a strategic decision analysis, is how many utilities model hydro generation.... Because the variation in hydro generation averages out over a sufficient number of years with high probability, the average generation and average system cost are useful statistics, and may be the key outputs of interest.

The decision maker may need to make a choice among different plans to deal with this variation in hydro generation, but the tool she uses is essentially sensitivity analysis, albeit sophisticated sensitivity analysis. This kind of analysis is appropriate where the scale of the uncertainty and risk is small enough that the decision maker feels she can live with the outcomes, given the selected plan. In particular, the emphasis is on choosing a plan to which the decision maker feels comfortable committing.

This approach is common to many kinds of analysis. For example, it would be the way an industrial engineer would represent a manufacturing process, if he wanted to maximize productivity. ...

Against these examples, contrast strategic decision analysis. If the scale of change is large, extreme outcomes may be catastrophic. If the outcome would be catastrophic, the decision maker may need to consider individual scenarios. ...

An example of strategic decision analysis is planning for a military operation. In the fog of war, leaders must make life or death decisions about tactics and strategy. In addition to the main plan, strategists will develop Plan B, Plan C, and so forth, alternatives to implement if circumstances are not as expected. They create options by deploying resources and small numbers of troops to monitor enemy activity and serve as support if it becomes necessary to adapt to new scenarios.

Note that a general would never consider implementing a fixed strategy, one without options or alternatives, based on average survival. If an option will spare a life, it merits consideration. Whereas the average hydro generation over five or six years is a useful number for certain calculations, such as average power cost, failing to adapt military plans because the expected distribution was acceptable would be ludicrous and tragic. In decision analysis, the tails of the distribution, especially the “bad” tail, assumes greater significance than they do in ordinary simulations. Adaptations that improve the outcomes in the worst of circumstances receive emphasis. Decision-making under uncertainty has more to do with making decisions that, while they may not have been optimal in retrospect, did not lead to a catastrophic outcome.⁵
(Emphase ajoutée)

⁵ Northwest Power Planning Council, Fifth Northwest Electric Power and Conservation Plan, Appendix P, Risk and Uncertainty, pages P-4 à P-5.

Ainsi, il est essentiel de porter une attention minutieuse aux scénarios ayant les pires résultats, afin justement de s'assurer qu'on est capable d'y répondre sans conséquences catastrophiques. Malheureusement, cela ne fait pas partie de la culture de planification énergétique au Québec.

1.1.2 La voie discrétionnaire

Tournons-nous maintenant vers l'autre piste d'acquisition de ressources par HQD — les décrets gouvernementaux.

Au début des années 2000, l'intérêt public (et du public) pour initier l'intégration d'énergie éolienne au Québec était clair. Le ministre avait déjà sollicité l'Avis de la Régie à cet égard, dès 1998. Or, la loi 116 avait éliminé la Planification intégrée de ressources d'Hydro-Québec, qui était au cœur de la loi 50 (la loi qui a créé la Régie de l'énergie, adoptée en 1996). À sa place, la loi 116 créait un mécanisme de Planification des approvisionnements d'HQD, qui ne fait pas de place pour les nouvelles filières, étant donné qu'un appel d'offres doit « favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées » (art. 74.1). Ainsi, le processus du Plan d'approvisionnement ne permet pas à la Régie de choisir entre différentes filières pour tenir compte de leurs caractéristiques environnementales et sociales, comme elle aurait pu le faire dans le processus de planification intégrée de ressources prévue selon l'ancienne loi 50.

Toutefois, en parallèle à la planification des approvisionnements, la loi 116 permet également au gouvernement d'obliger HQD à acquérir, par voie d'appel d'offres, des « blocs d'énergie de source particulière ».

Étant donné que l'énergie éolienne était plus chère que l'énergie fossile, et donc n'avait aucune chance de gagner un appel d'offres général issu du processus réglementaire, il n'est pas surprenant que le gouvernement ait choisi d'utiliser son pouvoir d'en décréter l'acquisition.

Mais combien, et quand, et à quel prix? À l'opposé du mécanisme réglementaire, ce mécanisme discrétionnaire ne comporte pas de débat public sur les paramètres d'application. Dans ce sens, il va à l'encontre des principes acquis lors du Débat public sur l'énergie, à l'égard de l'importance de la participation du public. Une telle participation

favorise non seulement la prise de décisions éclairées, mais aussi l'acceptabilité sociale des décisions qui en découlent.

1.1.3 Quelles options existent pour gérer le surplus d'HQD?

Il ne faut pas oublier qu'une partie importante du surplus d'HQD consiste en des « contrats » entre deux divisions de la même société Hydro-Québec — qui, de surcroît, est une société d'État, donc vouée par sa nature à l'intérêt public. Ce qui est très différent d'un contrat avec un tiers, comme TCÉ.

Au début, HQP n'offrait aucune flexibilité dans les termes conclus lors de l'appel d'offres. Peu importe le coût pour HQD (et donc pour le consommateur québécois), il fallait prendre et payer l'énergie prévue au contrat.

Or, en 2007, la teneur des propos d'HQP a changé. Elle commençait à proposer des moyens de gestion, qui permettaient à HQD de réduire, en partie, les coûts reliés aux surplus. Je soupçonne que ce changement découlait d'une commande politique de montrer un peu plus de flexibilité auprès des consommateurs (et des électeurs ...)

Rappelons que, dans le contexte actuel, les contrats de vente d'HQP auprès d'HQD sont très rentables pour HQP, et donc pour son actionnaire. Selon le Document de consultation (Tableau 1.2, page 24), le coût moyen de l'énergie des grandes centrales hydroélectriques est de 2,1 cents/kWh. Or, en vertu du contrat d'énergie de base avec HQP, cette même énergie est revendue aux consommateurs québécois pour environ 5.6 cents/kWh en 2013, avec une indexation de 2% par année (ce qui mène à 7 ¢/kWh en 2025). Il s'agit en fait d'une des assises de la loi 116 — de permettre à HQP d'obtenir un « prix de marché » pour l'énergie post patrimoniale qu'il vend aux consommateurs québécois, même lorsqu'elle est produite à bas prix par les anciennes grandes centrales hydroélectriques.

D'où vient ce prix? Lors de l'A/O 2002-01, HQD a justifié le prix de ses contrats avec HQP par le fait qu'ils étaient (un peu) moins chers que le coût de l'énergie thermique. Ayant un monopole sur l'exploitation de la grande hydraulique au Québec, l'offre « concurrentielle » d'HQP n'avait aucun rapport avec ses coûts, mais seulement avec les coûts de ses concurrents. Le « *windfall profit* » que cet appel d'offres a créé pour HQP et pour son actionnaire, aux dépens des consommateurs québécois, était tout à fait voulu par le Législateur.

La chute des prix de l'énergie fossile a toutefois donné une ampleur inespérée à ce bénéfice. L'idée originale était de permettre à HQP de vendre son énergie aux Québécois(es) au même prix qu'il le vend ailleurs. Mais, avec la chute des prix qu'HQP peut obtenir sur ses marchés externes, ces ventes à HQD sont devenues en réalité beaucoup plus payantes que les exportations.

Il ne faut pas oublier que la « séparation fonctionnelle » qui distingue HQP d'HQD n'est qu'une fiction créée à des fins réglementaires. En fin de compte, il s'agit d'une seule société d'État, Hydro-Québec, avec un seul PDG, un seul Conseil d'administration, et un seul patrimoine. Les contrats entre HQD et HQP peuvent disparaître avec le trait d'un stylo, si l'actionnaire unique le veut.

Est-ce que l'existence de ces contrats sert l'intérêt public? La question n'a même pas été débattue, ni avant ni après l'adoption de la loi 116. Maintenant, avec 13 ans de vécu et un contexte énergétique qui n'aurait pu être envisagé à l'époque, il convient de se le poser.

1.2 Le surplus d'HQP

Toujours dans le contexte réglementaire créé par la loi 116, le surplus d'HQP est d'une nature totalement différente. Contrairement à HQD, qui a comme mission de desservir les besoins en électricité du Québec, HQP a une mission commerciale, c.-à-d. de faire des profits pour son actionnaire en produisant et en transigeant de l'électricité. Or, depuis 15 ans, les marchés d'électricité du Nord-Est sont dominés par des échanges de court terme. Dans ce contexte, le plan d'affaires d'HQP consiste à construire un portefeuille en électricité, basée surtout mais pas exclusivement de sa propre production, afin de le vendre à profit. Ainsi, les centrales d'HQP construites depuis la loi 116 (Eastmain 1A, Romaine) sont en réalité des « *merchant plants* », construites aux risques de l'actionnaire, surtout pour alimenter des ventes dans le marché de court terme.

À la fin des années 1990, un grand nombre de producteurs indépendants aux ÉU ont construit des centrales afin de profiter des marchés nouvellement déréglementés. Avec la chute des prix en 2001 et 2002, un grand nombre d'entre eux se sont trouvés en faillite⁶. L'imprévisibilité des marchés énergétiques continue à confondre les prévisionnistes savants, à leur péril.

⁶ C. Ireland, « An Examination of Distress in the Electric Power Industry, » 1^{er} avril 2005.

Lors des audiences sur le projet Suroît, HQP annonçait son intention de se doter d'une « marge de manœuvre » de 18 TWh. Le Plan stratégique 2009-2013 prévoyait une marge de manœuvre de presque 25 TWh déjà en 2010; avec la mise en service du Complexe de la Romaine, cette marge va continuer à augmenter.

Dans le passé, les exportations d'HQ (et plus tard d'HQP) ont été très lucratives, parce que le prix unitaire disponible sur les marchés d'exportation était beaucoup plus élevé que le coût unitaire de production des anciennes grandes centrales hydroélectriques. Cette rente, qui auparavant était dédiée à maintenir bas les tarifs d'électricité au Québec, est, avec la loi 116, transférée à l'actionnaire à titre de bénéfices. C'est ainsi que les dividendes payés au gouvernement par Hydro-Québec ont augmenté de 539 millions \$ en 2000 à 2,3 milliards \$ en 2006.

Mais, comme on lit dans tout prospectus financier, les gains passés ne sont pas garants des gains futurs. Certes, ces anciennes centrales continueront à produire de l'électricité pendant longtemps, ce qui crée une bonne base de rentabilité pour HQP. Mais les décisions d'affaires se prennent à la marge. Est-ce que le coût d'augmenter sa production par 1 TWh/an est plus grand que le revenu additionnel que cette production apportera? Ou, mieux dit : est-ce que le profit marginal qui découlera de cet investissement est plus élevé, en termes de rendement sur son apport en capital, que les autres options devant lui, en tenant compte des risques de non rentabilité? Sans réponse affirmative, des capitaux privés ne participeraient pas à de tels projets. Il est difficile de voir pourquoi le contribuable québécois devrait faire autrement.

1.3 L'évolution de la politique énergétique québécoise à l'égard des exportations d'électricité

Les exportations massives d'HQ ont commencé au début des années 80, suite à la mise en service du projet La Grande. Il ne s'agissait pas d'une stratégie bien réfléchie, mais plutôt de mesures d'urgence entreprises pour gérer un surplus non prévu, dû entre autres à la grande récession du début des années 1980. Ces surplus ont mené à la construction des grandes interconnexions aux réseaux américains, à une vague d'industrialisation et à l'implantation massive du chauffage électrique au Québec.

En 1988, le gouvernement de Robert Bourassa a promulgué sa stratégie énergétique qui déclarait l'énergie la « force motrice » du développement économique. Selon cette stratégie, Hydro-Québec **avancerait** la construction d'ouvrages hydroélectriques qui

seraient éventuellement requis pour répondre aux besoins québécois. Pendant la période d'avancement, la production servirait au développement de nouvelles industries énergivores et aux exportations; les profits réduiraient les coûts qui seraient éventuellement supportés par les consommateurs québécois. La politique était très explicite à l'effet qu'**aucune centrale ne serait construite aux fins d'exportations.**

C'est cette politique qui a mené au développement de La Grande Phase II et du projet Grande-Baleine. Nouvellement élu en 1994, le gouvernement de Jacques Parizeau a mis ce dernier projet « sur la glace », en convoquant le Débat public sur l'énergie. Son rapport, qui a ultimement mené à la création de la Régie de l'énergie, témoignait du fait qu'HQ était « moins incité qu'auparavant à investir dans de nouveaux projets d'aménagement, et notamment dans des projets de grandes dimensions, dont la rentabilisation comporte des risques financiers non négligeables »⁷. Le rapport n'a même pas mentionné la possibilité de construction de nouvelles grandes centrales aux fins d'exportation.

Cela dit, après l'adoption de la loi 116, cette notion est graduellement apparue, sans débat. En fait, étant donné qu'HQP n'avait plus le mandat de produire l'électricité requise par la société québécoise et que les délais de construction d'un grand projet excèdent de loin l'horizon de planification d'HQD, la seule justification pour développer de grandes centrales hydroélectriques devenait l'option de vendre de l'électricité sur le marché du gros (qui inclut maintenant HQD). C'est ainsi que le projet Eastmain 1A/Rupert a été justifié, et le complexe La Romaine aussi.

Ainsi, le fait de construire de grands projets hydroélectriques sur une base commerciale (*merchant*) est nouveau. Comme tant d'autres éléments de la loi 116, cette question n'a jamais vraiment fait l'objet d'un débat public, ni sur le principe (si le patrimoine naturel québécois devrait ou non être exploité aux fins d'exportation, avec les inconvénients environnementaux et sociaux qui l'accompagnent) ni sur les détails (comment s'assurer que le *business case* pour un développement particulier soit suffisamment robuste).

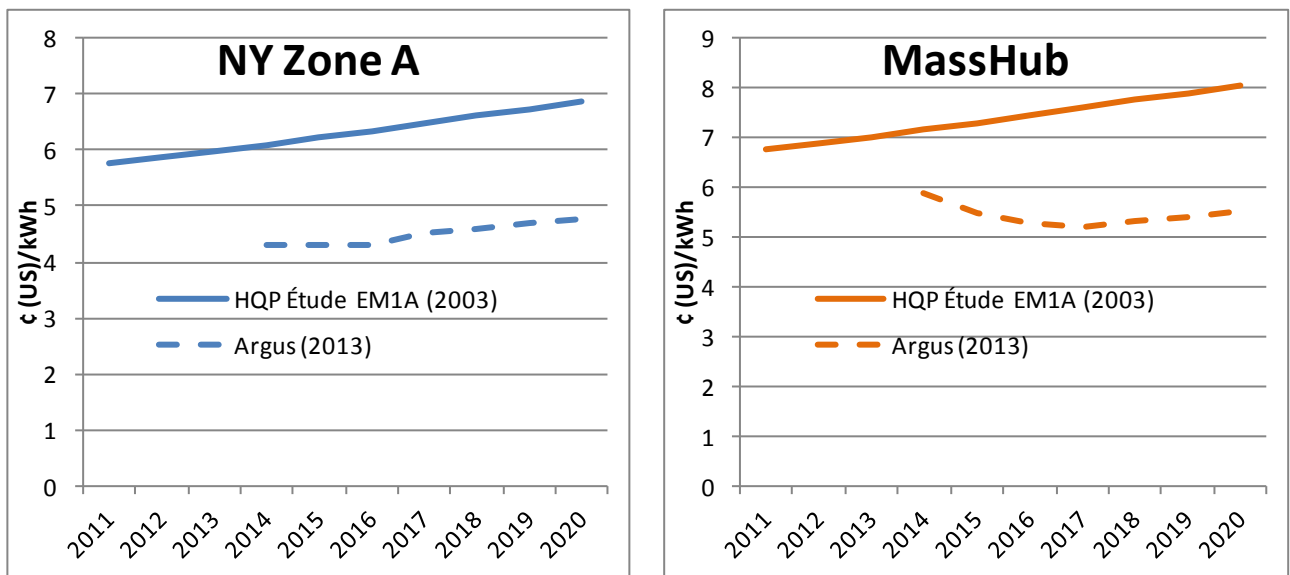
Soulignons que les instances responsables pour l'évaluation environnementale (le BAPE ou, pour des projets dans le territoire conventionné, les instances permanentes de la Convention de la Baie-James et du Nord québécois) n'ont pas de pouvoir décisionnel, ni l'expertise pertinente. Avant l'adoption de la loi 50, des efforts avaient été déployés pour mettre en place une coordination entre le BAPE et la Régie, mais sans succès. L'exclusion

⁷ Pour un Québec efficace : Rapport de la Table de consultation du Débat public de l'énergie, 1995, p. 66.

de la Régie de la prise de décision sur les projets de production d'électricité demeure à notre avis une aberration.

Dans le cas du projet Eastmain/Rupert, la rentabilité semblait néanmoins acquise. Les coûts unitaires du projet étaient très bas — du moins, si on accepte la fiction juridique et administrative qu'il s'agissait d'un projet distinct de Eastmain-1, dont les coûts étaient très élevés. Dans tous les cas, les prix sur les marchés énergétiques devaient continuer à croître sans fin. Selon l'analyse d'HQP, déposée dans le cadre de l'évaluation environnementale du projet, les prix à NY allaient monter à 7¢/kWh (US\$) en 2020, et les prix à la pointe à Boston monteraient à 8¢⁸.

Au graphique 2, cette prévision est comparée à des prix contractuels, publiés plus tôt cette année⁹. À l'horizon 2020, les prix à terme récents (Argus) sont presque un tiers moins élevé que les prévisions dites « conservatrices » d'HQP.

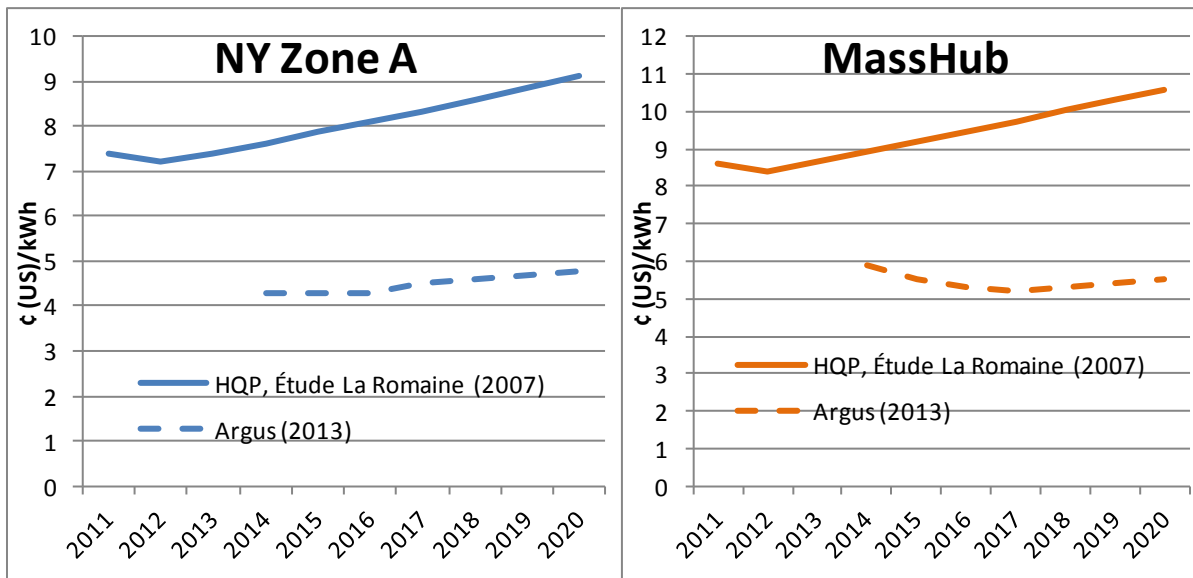


Graphique 2. Prévisions de prix en exportation (pointe), HQP (2003) versus Argus (2013)

⁸ Estimation de 5,75¢ en 2011. « The proponent is assuming that prices in constant dollars will remain stable for the post-2011 planning period — which is quite a cautious assumption. » (Étude d'impacts, page 2-11).

⁹ La publication Argus US Electricity rapporte les prix réels des contrats à terme allant jusqu'à l'année 2017; ensuite une indexation à 2% a été appliquée.

Les prévisions citées dans l'étude d'impact du projet La Romaine (2007) étaient encore plus élevées. Le graphique 3 présente la même comparaison avec des prix à terme récents pour les mêmes marchés. À l'horizon 2020, les prix à terme récents (Argus) sont presque 50% moins élevés que les prévisions « conservatrices » d'HQP!



Graphique 3. Prévisions de prix en exportation, HQP (2007) versus Argus (2013)

Pour démontrer la rentabilité de La Romaine, HQP indexe ces prix, déjà très élevés, à 3 % par année à partir de 2020. Sur la base de ces hypothèses, il conclut que le rendement sur l'avoir propre du projet sera de 13,3%, « un rendement acceptable pour Hydro-Québec Production »¹⁰.

À l'époque, HQP établissait le coût de revient du projet La Romaine à 9,2 ¢/kWh. Tout en reconnaissant que les marchés du gros sont caractérisés par de la haute volatilité, le promoteur HQP affirme qu'il « assumera la totalité des risques liés au projet du complexe de la Romaine, y compris le risque des prix du marché tant au Québec que hors Québec ». Or, étant donné la structure de l'industrie créée par la loi 116, qui dit « HQ assumera la totalité des risques » veut dire simplement que c'est le gouvernement du Québec, et donc le contribuable, qui assumera ces risques.

¹⁰ Étude d'impact, vol. 1, page 2-16.

Quels mécanismes existent pour s'assurer que les risques pris par Hydro-Québec sont raisonnables? Apparemment, on doit se fier à ses propres mécanismes internes ainsi que ceux du gouvernement.

La Commission est sans doute au courant des débats sur le coût de revient de projet La Romaine. Suite à la diffusion du film *Chercher le courant*, HQP a révisé son coût de revient à la baisse jusqu'à 6,4¢/kWh, notamment en excluant la marge bénéficiaire de l'actionnaire¹¹. Dans une analyse publiée dans *La Presse*, le prof. Jean-Thomas Bernard indiquait que, selon lui, cette exclusion était inappropriée; au mieux, le coût de revient passerait à 8,6¢/kWh¹².

Il n'y a donc aujourd'hui aucune raison de croire que les exportations de l'énergie de la Romaine seront rentables. Cela ne veut pas dire que les profits d'Hydro-Québec sur les marchés d'exportation disparaîtront. La marge bénéficiaire de ses anciennes centrales — sans parler de Churchill Falls¹³ — est probablement suffisamment grande pour le garantir. Mais, encore une fois, c'est le profit à la marge — le revenu à la marge moins les coûts à la marge — qui définissent la rentabilité d'un projet commercial. Et il semble maintenant probable que, du moins pour les premières décennies, le Complexe La Romaine roulera à perte.

Inévitablement, ces pertes grugeront les profits d'Hydro-Québec, sur lesquels le gouvernement compte. Ces constats nous ramènent à la question fondamentale : quel encadrement est approprié pour la prise de décision d'HQP à l'égard de grands projets hydroélectriques?

Nous avons traité ce sujet en détail dans un mémoire présenté à la Commission de l'économie et du travail lors de sa Consultation sur la politique énergétique québécoise en 2005. Rien n'ayant changé depuis, un extrait de ce mémoire se trouve en annexe.

Dans ce mémoire, nous citons l'Avis A2004-01 de la Régie (sur le dossier Suroît), qui a remarqué un « constat de déficience ... presque unanime » à l'égard de la pertinence du

¹¹ Hydro-Québec, Communiqué, « Projet de la Romaine : un projet rentable », 8 février 2011. Au Tableau 2.1, le Document de consultation cite un coût de 5,9¢/kWh comme « l'estimation la plus récente » du coût de revient de la Romaine, sans fournir de référence.

¹² *La Presse*, « La baisse du coût unitaire du projet de la Romaine », 17 mai 2011.

¹³ Jusqu'en 2041, HQP achète la production de Churchill Falls pour moins qu'un demi-cent par kWh. À partir de cette date, cependant, il devra négocier avec Nalcor. Même s'il réussit à y avoir accès, le prix sera inévitablement un prix de marché, faisant disparaître une source importante de rentabilité d'HQP.

cadre réglementaire actuel, en soulignant que « la critique publique du cadre réglementaire est si vive qu'il est impossible de passer la question sous silence ».

Elle continuait :

Il n'existe aucun forum permanent leur permettant [au public] d'en influencer le choix. Ce débat requiert un forum neutre, indépendant et à l'écoute de la population. Il servira à élaborer les politiques favorables à l'implantation du marché recherché par le cadre législatif actuel pour l'élimination des barrières à l'entrée ainsi que pour la détermination de la structure optimale du marché et de sa transition¹⁴.

Ce besoin est encore plus pressant maintenant qu'il l'a été en 2005, en raison de la chute des prix de l'électricité provoquée par les gaz de schiste. Les risques financiers liés à une politique de développement tous azimuts de nouvelles centrales ont pris une ampleur encore inimaginable il y a quelques années. Quels seront les résultats d'HQ d'ici 10 ans, si le développement du complexe La Romaine continue ainsi et si les marchés d'électricité suivent les cours selon les prévisions d'aujourd'hui ? Quel sera l'impact sur les finances de l'État ?

Ce sont des questions qui touchent profondément à l'intérêt public, dans le sens large du terme. À cause de la loi 116, tout ce qui concerne HQP se fait à huis clos, entre le bureau du premier ministre et celui du PDG d'HQ, comme dans le bon vieux temps. Le public est tenu à l'écart de cette discussion, renversant non seulement les intentions de la loi 50, mais aussi la politique de consultation du public qui a débuté chez HQ en 1990.

Pour toutes ces raisons, il serait important d'initier un examen en profondeur de la structure et de la gouvernance d'Hydro-Québec, ainsi que du cadre réglementaire qui s'y applique.

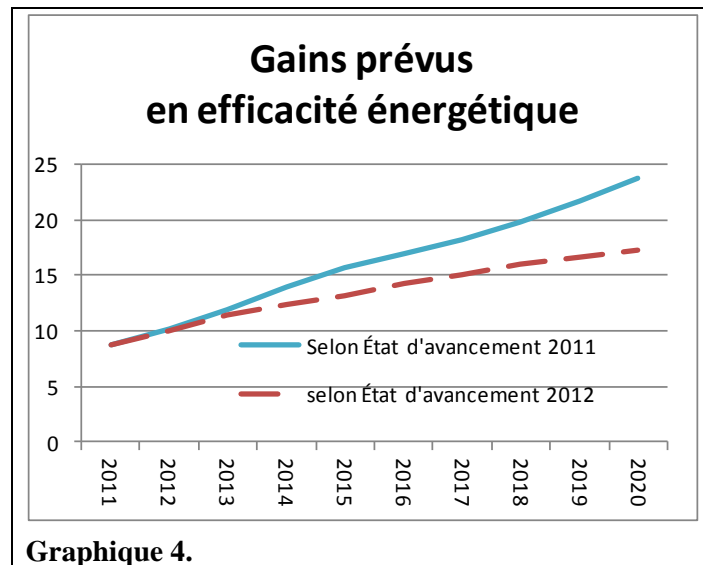
2 L'efficacité énergétique

Le Document de consultation souligne, avec raison, d'importants bénéfices qui découlent des gains en efficacité énergétique.

¹⁴ Régie de l'énergie, Avis A-2004-01, pages 134-135.

Une des conséquences néfastes du surplus d'HQD est la chute de ses coûts évités et donc de la rentabilité escomptée de ses programmes d'efficacité énergétique.

Dans une seule année, de nov. 2011 à nov. 2012, les gains prévus en EÉ ont chuté par 6,5 TWh à l'horizon 2020, comme l'indique le graphique 4.



La réduction constante des coûts évités, qui se base maintenant en grande partie sur la valeur sur les marchés externes des surplus additionnels que l'EÉ peut produire, est évidemment un élément important qui explique cette réduction.

L'examen des différents mécanismes de découplage, tel que suggéré dans le Document de consultation, serait certainement utile. Ces mécanismes sont généralement conçus pour permettre l'ajustement automatique des tarifs, afin d'enlever l'incitatif auprès des entreprises de service public d'augmenter leurs ventes entre les causes tarifaires.

Toutefois, il nous semble que l'EÉ au Québec n'est pas nécessairement victime de l'incitatif insidieux favorisant la croissance des ventes d'énergie entre les causes tarifaires — pour lequel le découplage est un remède — mais plutôt le rôle joué par l'EÉ dans notre planification énergétique. Les cibles d'EÉ changent avec les coûts évités qui, eux, changent avec l'équilibre énergétique, ce qui fait en sorte que la filière ressemble à une ressource cyclable, dont l'utilisation varie en fonction du bilan énergétique.

Cette approche ne tient pas compte du fait que l'EE est en réalité la ressource la moins coûteuse, comme le souligne le Document de consultation. De plus, elle n'a peu ou pas d'externalités négatives et crée plus d'emplois que les ressources de production d'électricité. Pour toutes ces raisons, il est d'intérêt public de maximiser son utilisation.

D'autres juridictions ont développé des structures qui sortent carrément l'EE des services publics, en créant des institutions dédiées à cette fin. Je fais référence par exemple à Efficiency Vermont, ou à Efficiency Nova Scotia. Financés directement par une surcharge aux tarifs, ils n'ont qu'un seul objectif — de maximiser l'efficacité énergétique sur leur territoire.

La création de l'Agence de l'efficacité énergétique et son mandat d'élaborer un plan d'ensemble, mentionnés à la première page du Document de consultation, semblait être un premier pas dans cette direction. Or, l'Agence a été dissoute pour des raisons qui demeurent mystérieuses, et le destin du Plan d'ensemble n'est pas clair non plus.

Nous invitons la Commission à remettre cette question à l'ordre de jour à temps pour alimenter la prochaine politique énergétique du Québec.

Notes biographiques

Philip Raphals est directeur général et cofondateur du Centre Hélios, un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante en énergie.

Par ses activités de recherche et la diffusion de ses nombreuses publications, le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Les activités professionnelles de M. Raphals touchent un grand nombre de sujets reliés aux politiques énergétiques viables, allant de la planification de ressources énergétiques à la restructuration des marchés d'électricité.

En 1997, lorsque le Centre Hélios fut retenu par la Commission de l'économie et du travail pour l'assister dans le cadre de son mandat de surveillance à l'égard de la société Hydro-Québec, M. Raphals avait notamment responsabilité pour le volet touchant la restructuration des marchés d'électricité.

Il est l'auteur de nombreuses d'études et rapports, et il est apparu comme témoin expert dans de plusieurs audiences réglementaires. Il a témoigné à maintes reprises devant la Régie de l'énergie tant sur la tarification du transport d'électricité que sur la sécurité des approvisionnements et d'autres sujets connexes. Plus tôt cette année, il a produit une analyse à la demande de l'Association canadienne de l'énergie éolienne qui évalue les impacts tarifaires de la filière éolienne au Québec.

M. Raphals est aussi une autorité sur l'hydroélectricité et l'environnement. Il fut coordonnateur scientifique adjoint du Bureau de soutien pour l'évaluation environnementale du projet Grande-Baleine, et il est l'auteur d'une étude majeure sur le sujet, *Restructured Rivers : Hydropower in the Era of Competitive Energy Markets* (2001). Il a aussi été appelé à témoigner à titre d'expert devant des audiences concernant le projet Muskrat Falls (à Terre-Neuve) et le Maritime Link (en Nouvelle-Écosse).

Il préside le Comité aviseur sur les énergies renouvelables du *Low Impact Hydropower Institute* (LIHI) aux États-Unis, et a participé activement à l'élaboration du projet de directive pour le programme canadien Écologo. Il a fait ses études à l'Université de Boston et à Yale (É.-U.).

ANNEXE A : « La distinction entre Hydro-Québec Production et Distribution embrouille tout »



La distinction entre Hydro-Québec Production et Distribution embrouille tout

Réponse à Jean-Robert Sansfaçon pour son éditorial Politique ou partisanerie?

6 février 2013 | Philip Raphals - Directeur général, Centre Hélios | Québec



Photo : La Presse canadienne (photo) Jacques Boissinot
Le mandat d'Hydro-Québec Distribution (HQD) est de desservir la demande au Québec et d'acquérir l'électricité requise à cette fin.

Il est étonnant de voir que, plus que 12 ans après l'adoption de la loi 116 - qui sépare définitivement les activités d'Hydro-Québec Production (HQP) de celles d'Hydro-Québec Distribution (HQD) -, cette distinction fondamentale qui définit le cadre institutionnel de l'industrie électrique au Québec demeure absente de nos débats sur l'énergie.

Ainsi, l'éditorial de M. Sansfaçon (Politique ou partisanerie ?, 2 février), comme les commentaires de Mme Marois auxquels il répond, passe sous silence la différence profonde qui existe entre un surplus d'HQP et un surplus d'HQD.

L'énergie produite par Gentilly-2, tout comme celle produite par La Romaine, appartient à HQP, qui a comme mission d'accumuler des « surplus » afin de les vendre à profit. M. Sansfaçon a donc raison de souligner le problème implicite à produire l'électricité à 10 cents pour la vendre à 4 cents. Ces pertes sont du compte de l'actionnaire (le contribuable) et affecteront durement les dividendes payés par la société d'État dans les années à venir. En même temps, ces surplus pourraient, en théorie, constituer « un avantage pour le Québec », comme le dit Mme Marois, si jamais on trouve des façons de les

utiliser qui sont économiquement et socialement rentables (comme, par exemple, dans l'électrification des transports).

Les surplus d'HQD, par contre, sont une autre paire de manches. Le mandat d'HQD est de desservir la demande au Québec et d'acquérir l'électricité requise à cette fin. Les surplus qui ont mené à ce débat sont les surplus d'HQD, qui, pour toute une série de raisons, s'est engagée à acheter plus d'électricité qu'elle en a besoin. Ces surplus sont, en effet, coûteux. Et oui, Mme Marois, ils constituent un problème réel, et non pas un avantage pour le Québec.

L'équilibre énergétique d'HQD se calcule d'année en année. Si, par exemple, avec l'électrification des transports la demande d'HQD augmente dans l'avenir, elle aura effectivement besoin d'augmenter ses acquisitions d'énergie. Mais les coûts liés aux surplus de 2012, de 2013 et de 2014 - comme, par exemple, l'argent payé à TransCanada Énergie pour ne pas exploiter sa centrale à Bécancour, construite pour desservir un contrat avec HQD - sont des pertes nettes, récupérées à même nos tarifs d'électricité.

Trop compliqué?

Comment se fait-il que la séparation fonctionnelle HQP/HQD et les analyses qui en découlent soient absentes de presque tous les articles sur ces questions, même dans les journaux les plus sophistiqués ? J'ai la forte impression que, dès le départ, la communauté journalistique a conclu que cette question était trop compliquée pour le public en général. Ainsi, même lorsque le journaliste le comprend bien, il évite d'en parler, afin de ne pas confondre le public.

Cette tendance de sursimplification empêche la tenue d'un débat éclairé sur les questions énergétiques au Québec. Ce manque de clarté mène aussi à des conclusions erronées. Ainsi, M. Sansfaçon termine son éditorial en disant : « le Québec se dirige vers des surplus vendus à perte qui exigeront des hausses de tarifs uniquement pour satisfaire les attentes du gouvernement ». Or, selon la logique qui sous-tend la loi 116, les pertes d'HQP n'affectent aucunement les coûts d'HQD, sur lesquels se basent ses tarifs.

Cela n'empêche pas qu'un gouvernement peut vouloir arrondir ses fins de mois en augmentant les tarifs de son monopole HQD. C'est ce que le gouvernement Charest faisait avec sa loi (toujours en vigueur), qui augmente arbitrairement le prix de l'électricité patrimoniale ; c'est aussi ce que fait le gouvernement Marois en voulant s'approprier des bénéfices des réductions de coût chez HQD.

Il est difficile, cependant, de débattre ces enjeux lorsque la séparation fonctionnelle qui en constitue la toile de fond demeure, encore, largement inconnue auprès du grand public.

ANNEXE B : Extrait du mémoire du Centre Hélios devant la Commission de l'économie et du travail (2005)

5. Le cadre réglementaire et le rôle du public

Dans son avis sur le Suroît, la Régie a fait état d'un « constat de déficience ... presque unanime » à l'égard de la pertinence du cadre réglementaire actuel, en soulignant que « la critique publique du cadre réglementaire est si vive qu'il est impossible de passer la question sous silence ».

...

Le rapport unanime du Débat public, publié en mars 1996, proposait des changements majeurs dans les processus décisionnels en matière énergétique, surtout la création de la Régie de l'énergie, qui aura un pouvoir décisionnel sur l'ensemble des activités de production, de transport et de distribution d'Hydro-Québec. Les travaux de préparation du Plan de développement 1996, dont le processus de consultation publique, n'ont jamais été repris, étant donné que la nouvelle *Loi sur la Régie de l'énergie*, adoptée en décembre 1996, prévoyait un processus de planification intégrée des ressources, sujet à l'approbation de la Régie. Le processus *consultatif* établi par le décret de 1990 fut ainsi remplacé par un régime de *participation à la prise de décision*.

Ce régime n'est cependant jamais devenu opérationnel. L'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la loi 50) fut mis en vigueur, mais il ne pouvait trouver application avant l'adoption par la Régie, avec l'approbation du gouvernement, d'un règlement prévu à l'article 114, al. 1, 7^o. La Régie a mis en place un comité consultatif pour l'élaboration d'un projet de règlement, qui a été déposé en 1998. Après, cependant, rien ne s'est passé. Selon les rumeurs, Hydro-Québec bloquait le projet de règlement parce qu'il proposait d'étudier des plans de ressources composés de projets concrets et non seulement des ressources génériques. Fait incontournable : entre la mise en vigueur de l'art. 72 et la modification en profondeur de l'article par la loi 116, déposée en mai 2000, aucun règlement permettant son application n'a été adopté, et aucun processus de planification n'a été entamé.

Les années 90 ont donc vu une croissance marquée du rôle du public dans la prise de décision à l'égard de l'électricité, et notamment à l'égard de sa production. Cette évolution

a été brusquement stoppée, premièrement avec la non approbation du règlement concernant la planification intégrée de ressources de la Régie et ensuite par l'adoption de la loi 116. Le rôle du public est encore plus faible qu'il l'était *avant* le Débat public sur l'énergie. En fait, la présente situation ressemble plutôt à celle qui prévalait avant l'adoption du décret de 1990, où le public était entièrement exclu du processus décisionnel.

La loi 116 a pris comme hypothèse que, dans le monde moderne où l'électricité est une commodité qui se transige sur des marchés concurrentiels, sa production est devenue une activité strictement commerciale. Dans un tel contexte, la participation du public dans la prise de décision semblait plutôt un anachronisme. Effectivement, selon une perspective où la seule conséquence de la participation publique était de permettre aux écologistes de s'opposer aux projets, l'élimination de cette participation semblait surtout un pas vers l'efficacité.

Cette perspective est en flagrante opposition cependant avec la vision moderne à l'égard du développement de grands projets hydroélectriques, qui mise beaucoup sur la consultation du public et la comparaison avec d'autres options avant de s'engager.

...

Au début, le nouveau cadre réglementaire semblait produire l'efficacité escomptée. Les projets Toulousteuc et Eastmain étaient lancés sans difficulté. Après le débat difficile sur la loi 116, la société civile semblait avoir abandonné ses préoccupations traditionnelles à l'égard de la production d'électricité.

Hélas, l'expérience du projet Suroît démontre que ce n'était pas le cas. Comme l'a dit la Régie :

La population exprime un désir profond de participer activement au choix des filières énergétiques et des projets proposés pour répondre à leurs besoins. (p. 135)

Ensuite, la Régie souligne aux pages 135 et 136 de son Avis que :

Il n'existe aucun forum permanent leur permettant d'en influencer le choix. Ce débat requiert un forum neutre, indépendant et à l'écoute de la population. Il servira à élaborer les politiques favorables à l'implantation du marché recherché par le cadre législatif actuel pour l'élimination des barrières à l'entrée ainsi que pour la détermination de la structure optimale du marché et de sa transition.

...

Ce désir de participation de la part de la population appelle un débat structuré quant au choix des filières de production.

RECOMMANDATION N° 16

La Régie recommande qu'un débat sur le processus de choix des filières ait lieu à l'occasion de la commission parlementaire prévue pour l'automne 2004. (nous soulignons)

Notons que la Régie n'a pas proposé un débat sur le choix de filières dans le cadre de cette commission parlementaire, mais bien « un débat sur le *processus* de choix des filières ». La planification d'un réseau électrique est une activité continue et évolutive. Le portrait des besoins et des options change graduellement, et parfois brusquement, d'année en année. Il serait illusoire de penser que les choix d'approvisionnement ou même les choix de filières peuvent être fait dans les prochaines semaines ou dans les prochains mois. Ce qu'il nous faut est plutôt une structure et un processus qui fonctionnent.

Force est de constater que la structure actuellement en vigueur est déficiente. Qui plus est, sa logique même est incohérente.

Peter Bradford, ancien président de la Public Service Commission de l'État de New York, une sommité sur la concurrence dans les marchés d'électricité et un fréquent collaborateur du Centre Hélios, a remarqué que « Competition must precede or accompany deregulation, not bounce hopefully along in its wake ». Or, avec la loi 116, le Québec a souscrit à une déréglementation totale de la production d'électricité, avec un léger soupçon de concurrence.

Même la Régie de l'énergie a constaté que « le marché voulu par le législateur ne s'est pas matérialisé, ni qu'il se matérialisera dans les conditions actuelles ». (Avis, p. 134) En fait, à l'opposé de la presque totalité des juridictions qui ont procédé à la séparation fonctionnelle, le but premier de la loi 116 n'était ni de promouvoir la concurrence ni de baisser les tarifs, mais tout simplement de déréglementer la production.

Rappelons que, heureusement, le Québec n'a jamais opté pour la restructuration complète de son industrie électrique selon le modèle concurrentiel. Nous n'avons pas suivi le modèle de l'ouverture des marchés au détail, modèle qui a connu des échecs majeurs en

Californie, en Ontario, et en Alberta. Le Québec n'a pas non plus retenu le modèle d'une bourse d'électricité, comme on le voit dans les ISO du Nord-Est américain (New York, Nouvelle Angleterre, et PJM).

En réalité, l'ouverture à la concurrence créée par la loi 116 est bien modeste. Elle ressemble plutôt au régime créé par la loi PURPA aux États-Unis. Cette loi, adoptée sous la présidence de Jimmy Carter en 1979, obligeait les services publics à acheter, sous certaines conditions, de l'électricité produite par des producteurs indépendants. Tout comme les appels d'offres d'HQ-Distribution, ces achats par le biais de contrats de long terme ont pour la première fois ouvert la production d'électricité aux acteurs autres que les services publics.

Or, après les multiples échecs qu'a vécu l'industrie de l'électricité dans l'Amérique du nord dans les derniers quatre ans, la décision du Québec d'aller à petits pas, sans s'engager vers une restructuration majeure, révèle une certaine sagesse.

Mais quelle structure nous convient le mieux ? Ailleurs, la séparation fonctionnelle, élément clé de la loi 116, n'était qu'un premier pas vers la privatisation et le démantèlement des réseaux intégrés. Dans ce sens, on peut se réjouir que la loi 116 ne soit pas allée plus loin. À l'opposé des régions où les actifs de production se sont déjà vendus aux tiers, il n'est pas encore trop tard pour reculer.

Devrait-on reculer ? Et jusqu'où ? Doit-on revenir à une structure intégrée, ou maintenir la séparation fonctionnelle ? D'après l'analyse qui précède, nous sommes d'avis que le Québec requiert un cadre réglementaire qui :

- respecte les droits acquis des consommateurs concernant les bénéfices économiques des veilles centrales,
- permette un contrôle démocratique et transparent sur tous les aspects de l'industrie électrique qui sont marqués par des externalités importantes et donc qui touchent l'intérêt public, dont notamment les choix de production,
- tienne compte des aspects économiques, environnementaux et sociaux dans la prise de décision, tel que l'exige le nouveau Plan de développement durable mis de l'avant par le gouvernement du Québec récemment.

Il importe de souligner qu'il y a différentes façons de répondre à ces exigences. Certes, un retour à la loi 50, telle qu'adoptée en 1996, demeure une option viable. Mais il y en a d'autres aussi.

La séparation fonctionnelle établie par la loi 116 est un avantage à double tranchant. D'une part, elle crée beaucoup de complexité et d'inefficacité, comparée à une structure intégrée, mais elle crée également une certaine transparence. Chose certaine, des coûts très importants ont été encourus dans la transition vers la séparation fonctionnelle, et des coûts de transition pour revenir à une structure intégrée seraient également lourds. Il faut aussi reconnaître que la séparation fonctionnelle du réseau de transport (seulement) est actuellement requise par la FERC pour permettre l'accès ouvert d'Hydro-Québec au marché américain ...

Cela dit, il n'est pas impossible de respecter les exigences mentionnées ci-dessus tout en maintenant la séparation fonctionnelle. Toutefois, pour ce faire, il faudrait donner à la Régie une compétence réelle sur la planification de l'équilibre offre-demande d'HQ Distribution, au lieu des compétences limitées qu'elle exerce aujourd'hui. En fait, même si la Régie doit approuver le plan d'approvisionnement d'HQD, elle n'exerce aucun véritable contrôle sur le choix des ressources qui sont appelées à desservir les besoins des consommateurs réglementés. Cette étrange situation est la conséquence des éléments suivants :

- Comme l'a souligné la Régie dans son Avis sur le Suroît, la combinaison de l'exigence statutaire favorisant la soumission avec le prix le plus bas (art. 74.1) avec le court horizon de planification fait en sorte que le TAGCC continuera de gagner tout nouveau appel d'offres à long terme d'HQD, à moins qu'HQ Production ne fasse une soumission hydraulique — décision qui se fait unilatéralement par HQP (avec l'aval, bien sûr, d'HQ Corporatif et de son actionnaire) ;
- Les autres filières (éolienne, biomasse, etc.) seraient intégrées au plan d'approvisionnement seulement en fonction des décrets gouvernementaux.

Or, les arguments soulevés dans la politique énergétique de 1996 justifiant le besoin d'un régulateur indépendant pour prendre des décisions complexes et importantes à l'égard de la planification du réseau électrique sont toujours valables. Il est donc essentiel de modifier cette structure pour permettre à la Régie de jouer son rôle à l'égard de la planification.

Est-ce que l'approbation de la Régie devrait également être requise pour la construction ou l'acquisition des actifs de production ? Nous croyons que oui. Remarquons cependant que cette compétence ne doit pas nécessairement être limitée à Hydro-Québec. Ainsi, n'importe quelle entité qui veut construire une centrale de production électrique au-delà d'un certain seuil aurait besoin de démontrer à la Régie que l'intérêt public le requiert.¹⁵

Il importe de souligner que la desserte des besoins des consommateurs québécois n'est pas nécessairement la seule façon de justifier la construction d'une centrale. Tant pour Hydro-Québec que pour des tiers, la construction pour exportation demeure une possibilité. Pour ce faire, cependant, il faut quand même démontrer qu'elle est d'intérêt public. Ainsi, le promoteur doit démontrer que les bénéfices pour le public — qui peuvent inclure des royautés payées au gouvernement, des bénéfices à l'égard de la fiabilité du réseau, la création d'emploi, etc. — sont suffisants pour justifier les coûts qui lui seraient imposés — la perte de biens publics de nature environnementale, des coûts sociaux, des besoins d'investissement en infrastructure additionnelle de transport, etc., et ce, tenant compte des risques.

Le retour de la compétence de la Régie sur la production d'électricité aurait également un bénéfice important à l'égard de la fiabilité des approvisionnements. ...

Il y aura sans doute ceux qui affirment qu'une telle réglementation de la production ne soit pas nécessaire. Ils proposeront peut-être d'autres façons de protéger l'intérêt public dans ce secteur névralgique. Et ils auront peut-être raison.

... Comment donc doit-on procéder ?

Faisons un dernier rappel historique. La première *Loi sur la Régie de l'énergie* a été le fruit d'une consultation publique majeure. D'abord, le Débat public sur l'énergie — qui comportait une étape d'information, avec de nombreuses séances pour éduquer le public, suivi d'une étape de consultation, où quelque 300 mémoires ont été reçus par la Table de consultation. Ensuite, le rapport unanime de la Table, *Pour un Québec efficace*, a été repris par le gouvernement dans sa politique ... et dans le projet de loi 50. Et finalement, ce projet de loi a fait l'objet d'une étude élargie par la Commission de l'économie et du travail, avant son adoption en décembre 1996.

¹⁵ Il s'agit de l'équivalent du CPCN, requis dans un grand nombre de juridictions nord-américaines.

La deuxième *Loi sur la Régie de l'énergie* — l'ampleur des modifications apportées par la loi 116 justifie cette appellation — a plutôt été élaborée à huis clos, et adopté sous les baillon.

Maintenant que les défauts du régime actuel qu'elle a créé sont devenus évidents, comment devrions-nous approcher la refonte à nouveau de cette loi ?

Pour le Centre Hélios, il va de soi que cette refonte doit se faire sur la base d'une consultation large et sérieuse. La tâche — de créer une structure de l'industrie électrique au Québec qui répond à la foi à la spécificité québécoise et au contexte qui nous entoure, tout en favorisant l'efficacité et le développement durable — est de taille.

Toutefois, la complexité de la démarche et surtout du contexte énergétique fait en sorte que la consultation du publique n'est pas en soi suffisante. Il faut un forum où des idées peuvent être avancées, discutées et évaluées. Comment procéder ?

La Régie de l'énergie, quoique loin d'être parfaite, s'est avérée un puissant outil pour l'étude des problématiques complexes touchant le secteur de l'énergie. Depuis cinq ans, les deux documents les plus percutants dans ce domaine sont les Avis A-01-98 (sur les tarifs de fourniture d'Hydro-Québec) et A-01-04 (sur le projet Suroît) de la Régie. Cela ne veut pas dire que nous sommes d'accord avec l'ensemble des jugements exprimés par la Régie dans ces deux Avis — loin de là. Il faut cependant admettre que ce sont des documents qui répondent de façon approfondie à des interrogations importantes et ce, sur la base d'une écoute sérieuse des différents points de vue exprimés au cours des audiences.

Dans ce contexte, nous invitons le Ministre à demander à la Régie de lui fournir un avis sur les avantages et inconvénients des différentes structures et cadres réglementaires de l'industrie électrique. Une audience publique sur cette question permettrait au public intéressé de formuler clairement ses idées, de les présenter, et de les faire tester par l'examen critique des experts.

Il n'y a pas de doute que l'Avis qui en résulterait serait un outil précieux pour permettre au gouvernement de prendre des choix difficiles qui s'imposent.