

Les consommateurs industriels d'électricité :

Au cœur des stratégies énergétiques, économiques et environnementales du Québec



Mémoire de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité – AQCIÉ

Présenté dans le cadre de la Commission sur les enjeux
énergétiques du Québec

Montréal, le 12 septembre 2013

Au cœur des stratégies énergétiques, économiques et environnementales du Québec

Mémoire de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité,
présenté dans le cadre de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec

Table des matières

L'AQCIÉ, portrait et motif d'intervention.....	03
1. Une vision commune des grands enjeux.....	04
2. Portrait des industries grandes consommatrices d'électricité.....	08
2.1 Industries GCE et développement hydroélectrique; une relation symbiotique	08
2.2 Un rôle unique dans la structure industrielle du Québec et dans ses régions	08
2.3 Le tarif payé par les industries GCE, rentable pour Hydro-Québec et très rentable pour le Québec.....	09
2.4 Une vive concurrence pour les investissements.....	11
2.5 Le secteur manufacturier en déclin au Québec.....	12
3. Des tarifs d'électricité compétitifs, stables, prévisibles et flexibles : pour maintenir et accroître la contribution des industries au développement durable et à la vitalité économique du Québec	13
3.1 Compétitivité des tarifs industriels.....	14
3.2 Les contrats à partage de risque.....	16
3.3 Respect des principes de tarification.....	17
3.4 Accrocs aux principes de tarification.....	18
A. L'industrie éolienne soutenue par les tarifs d'électricité	18
B. Et maintenant l'électrification des transports ?.....	21
C. Un milliard de dollars en trop-perçus.....	21
D. Hydro-Québec Distribution manque à son devoir de fiduciaire.....	23
E. « Mesure transitoire » du budget 2013-14 – facteur d'insécurité tarifaire	25
F. Décret sur l'interfinancement.....	26
3.5 Tarification ou taxation ?.....	27
3.6 Vision monopolistique : surinvestissement et approche client.....	30
4. Coût des mesures en efficacité énergétique	32
5. Les surplus d'électricité, une occasion de dynamiser la structure industrielle du Québec	33
6. Recommandations.....	35
7. Annexes	40
A. Évolution de la Régie de l'énergie.....	40
B. Surcoûts, surplus et subvention implicite à l'industrie éolienne	43
C. Rentabilité des nouvelles interconnexions	45
D. Bilan en énergie – conséquences inquiétantes des surplus d'électricité	47
Les entreprises membres de l'AQCIÉ	51

L'AQCIE, portrait et motif d'intervention

L'AQCIE

Fondée en 1981, l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE) représente les plus importants consommateurs d'électricité à des fins industrielles. Ces entreprises sont actives dans plusieurs secteurs de l'économie québécoise, dont l'agroalimentaire, l'aluminium, la pétrochimie, les pâtes et papier, la première transformation des métaux, les produits chimiques et les produits minéraux non métalliques.

Présentes dans toutes les régions du Québec, dont elles sont souvent le moteur socio-économique, ces entreprises offrent des dizaines de milliers d'emplois parmi les mieux rémunérés du secteur industriel. L'AQCIE offre à ces entreprises la possibilité de parler d'une seule voix devant le gouvernement, le fournisseur unique d'énergie électrique et, en matière réglementaire, devant la Régie de l'énergie.

Motif d'intervention

Dans sa fonction de représentation des industries grandes consommatrices d'électricité (GCE) l'AQCIE est intéressée au premier chef par l'exercice essentiel auquel se livre la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. Il en est évidemment de même des objectifs de la future politique énergétique.

La présente consultation fournit à l'AQCIE l'occasion de présenter les conditions qui permettront aux industriels de poursuivre leurs investissements dans les dernières technologies, plus vertes et plus efficaces, et d'assurer leur essor afin d'optimiser la création de richesse, nécessaire au mieux-être et à la prospérité des Québécoises et des Québécois.

Plus largement, ces conditions gagnantes pourraient mener à une nouvelle vague d'industrialisation au Québec, axée sur le respect de l'environnement et sur l'efficacité énergétique.

1. Une vision partagée des grands enjeux

Les consommateurs industriels d'électricité sont directement touchés par plusieurs des enjeux sur lesquels se penche la Commission. Ils partagent également l'essentiel des objectifs identifiés dans le document de consultation.

Résolument engagés dans le développement durable, les industriels estiment que l'intégration du développement économique comme l'un des trois piliers de cette approche évite les oppositions stériles, canalisant plutôt les énergies de tous vers la cohabitation la plus harmonieuse possible entre les objectifs environnementaux, sociaux et économiques.

Cependant, à la distinction de plusieurs des parties prenantes, les industriels doivent ajouter un autre volet à ces considérations centrales : celui de la compétitivité, et cela dans une perspective de mondialisation avancée. En effet, les entreprises et les installations non compétitives ne peuvent assurer le maintien, et encore moins l'essor, de leurs activités, des emplois qu'elles génèrent et de leur rôle de moteur socio-économique dans les collectivités.

C'est pourquoi toute stratégie énergétique doit aussi se traduire par l'amélioration de la compétitivité des industries actives au Québec, afin qu'elles puissent apporter pleinement leur contribution sous chacun des volets du développement durable.

À cet égard, la disponibilité de tarifs d'électricité concurrentiels, stables, prévisibles et flexibles est un impératif incontournable. À cette fin, le maintien d'un organisme chargé de la fixation de ces tarifs, doté de l'expertise nécessaire et maintenu à distance des décisions politiques, est essentiel.

Survolons, sous forme de sommaire, les objectifs de la future politique énergétique identifiés dans le document de consultation et la vision qu'en ont les consommateurs industriels d'électricité.

1. Réduire les émissions de gaz à effet de serre

L'engagement des industriels envers la réduction des GES est déjà grand

Les industries grandes consommatrices d'électricité sont activement engagées dans des programmes spécifiques de réduction des GES, certaines d'entre elles ayant agi comme précurseurs en la matière, en signant il y a plus de dix ans des ententes volontaires de réduction des GES avec le gouvernement.

C'est pourquoi, souvent, les plus importantes réductions ont déjà été atteintes. Les diminutions additionnelles exigent des modifications importantes des processus, ou l'ajout d'équipements coûteux qui demandent des programmes de soutien technique et financier afin de maintenir la compétitivité des entreprises. L'atteinte des objectifs ambitieux que s'est fixés le gouvernement du Québec risque fort d'exiger des industriels des investissements plus élevés que dans les autres juridictions canadiennes et nord-américaines.

La valeur ajoutée des produits à faible empreinte carbone n'étant pas reconnue actuellement, que ce soit à l'échelle nord-américaine ou mondiale, le Québec ne peut faire cavalier seul dans ses mesures environnementales sans pénaliser indûment ses industries. S'il décide de procéder tout de même avant les autres juridictions nord-américaines, les investissements additionnels demandés aux industriels actifs au Québec devront être compensés, par voie tarifaire ou fiscale, afin de maintenir leur compétitivité.

2. Utiliser les surplus d'électricité pour accentuer l'électrification des transports et développer l'industrie

Une approche qui a déjà fait ses preuves

La disponibilité abondante d'hydroélectricité dans les années 1980 a permis une vague sans précédent d'industrialisation au Québec. Les entreprises qui s'y sont alors implantées, ou qui ont développé leurs activités, constituent aujourd'hui une partie essentielle de la structure industrielle du Québec.

L'intention clairement exprimée d'accentuer l'électrification des transports est également porteuse d'un nouveau dynamisme dans plusieurs secteurs industriels, tout en offrant d'évidents bénéfices environnementaux.

La stratégie énergétique du Québec devrait mettre à profit les surplus d'électricité très importants, même à moyen terme, afin de donner un nouveau souffle à l'industrialisation du Québec. En offrant à nouveau des contrats à partage de risque pour attirer de nouvelles entreprises et donner aux industries déjà implantées ici la possibilité de pérenniser leurs activités au Québec et de croître dans une perspective de développement durable, le Québec réussirait à créer la richesse nécessaire au maintien de la qualité de vie qui le distingue.

3. Favoriser l'efficacité énergétique dans tous les secteurs et pour toutes les sources d'énergie pour le développement des régions

L'efficacité énergétique : une nécessité, pas un choix

Puisque l'électricité compose de 25 % à plus de 75 % des coûts de fabrication des industries grandes consommatrices d'électricité (GCE), l'efficacité énergétique est un critère de compétitivité. C'est pourquoi, souvent, les industriels québécois ont déjà réalisé l'essentiel des gains d'efficacité énergétiques rentables pour le participant.

L'AQCIE regroupe d'ailleurs plusieurs des chefs de file québécois de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel, comme l'atteste leur appartenance au réseau Écolectrique d'Hydro-Québec : Akzonobel; Alcoa Canada, dont les trois alumineries sont membres Élite de ce réseau; Aluminerie Alouette; Arcelor Mittal; Erco Mondial, membre Élite; Molson Coors Canada; et Rio Tinto Alcan, membre Élite.

Une fois les gains d'efficacité énergétique les plus importants et les plus rentables réalisés les réductions additionnelles, tout comme dans la réduction des GES, demandent un investissement beaucoup plus important pour des résultats proportionnellement moins élevés. Cependant, les projets qui ne sont pas rentables à l'échelle de l'entreprise peuvent le devenir lorsque des programmes d'efficacité énergétique adaptés existent.

La disponibilité de programmes de soutien à l'efficacité énergétique, offrant un support à la fois technique et financier, est ainsi essentielle. De telles mesures doivent se retrouver dans une politique énergétique efficace, redonnant notamment accès aux plus grandes entreprises consommatrices d'électricité aux programmes d'efficacité énergétique, desquels elles ont été exclues par une décision à contre-courant d'Hydro-Québec, puis laissées pour compte par le ministère des Ressources naturelles.

Afin d'assurer un effet optimal aux mesures et programmes d'efficacité offerts dans toutes les filières énergétiques – électricité, gaz naturel, produits pétroliers – une approche de guichet unique devrait être adoptée par le gouvernement, sans doute sous l'égide du ministère des Ressources naturelles. Les mesures et programmes devant être financés par les tarifs d'électricité et de gaz naturel devraient toujours être soumis à la Régie de l'énergie, pour approbation, modifications ou refus des budgets demandés, en fonction de la rentabilité de ces mesures et programmes et de leur impact sur les tarifs.

4. Miser sur la production d'énergies renouvelables (hydroélectricité et éolien) et développer les énergies renouvelables émergentes (hydrolienne, solaire passif, géothermique, etc.) en favorisant le développement et l'innovation

L'énergie renouvelable est au cœur du bilan énergétique des industries québécoises

Sensibles à leur responsabilité sociale, et dans la perspective d'une éventuelle reconnaissance de la valeur ajoutée des produits à faible empreinte de carbone, les industries GCE sont convaincues des multiples avantages qu'elles ont à utiliser une ressource renouvelable comme l'hydroélectricité.

L'intérêt de développer de nouvelles formes d'énergie renouvelable est manifeste, dans une perspective de long terme. Il existe assurément des champs d'application particuliers à chacune des énergies émergentes qui méritent d'être explorés, notamment dans la perspective du développement d'une expertise exportable. Cependant, le Québec doit prendre acte dans sa prochaine politique énergétique des importants surplus dont il dispose déjà.

Les industriels appuient l'utilisation des différentes formes d'énergie renouvelable, dans la mesure où leur intégration au réseau d'Hydro-Québec ne représente pas un fardeau économique disproportionné à leur utilité réelle. Particulièrement dans un contexte où les surplus rendent contreproductif l'apport d'énergie additionnelle.

5. Explorer et exploiter de façon responsable les réserves d'hydrocarbures du territoire et valoriser cette ressource afin d'enrichir tous les Québécois

Une utilisation mesurée et efficace des hydrocarbures

Dans une perspective d'utilisation de la bonne source d'énergie au bon endroit, les industriels cherchent déjà à utiliser les hydrocarbures principalement dans les applications où ils ne peuvent être remplacés. De plus, pour accroître leur compétitivité et améliorer leur bilan environnemental, d'importants efforts sont consacrés à l'efficacité de leur utilisation et au contrôle des émissions atmosphériques qui leur sont associés.

Dans la mesure où leur exploitation est respectueuse de l'environnement et des communautés locales, les industriels voient d'un œil favorable la disponibilité éventuelle d'hydrocarbures provenant du Québec.

6. Assurer à long terme la sécurité et la diversité des approvisionnements énergétiques au Québec

L'énergie doit demeurer un avantage concurrentiel du Québec

Pour l'ensemble des Québécoises et des Québécois, comme pour les entreprises industrielles actives ici, la disponibilité constante des principales sources d'énergie, en quantité suffisante, représente un avantage considérable. L'énergie est un élément essentiel à notre qualité de vie, par son utilisation et par la création de richesse qu'elle rend possible.

Afin de permettre aux entreprises industrielles de jouer pleinement leur rôle dans la collectivité québécoise, la sécurité et la diversité des approvisionnements énergétiques du Québec, et leur disponibilité à prix concurrentiel, demeurent des éléments centraux de toute politique énergétique.

Des enjeux communs

Les enjeux énergétiques du Québec et ceux de ses industriels sont intimement liés. Il est donc tout naturel pour les industries de partager la vision d'une politique énergétique moderne, ouverte sur l'innovation, la technologie, le mieux-être des Québécoises et des Québécois et la qualité de l'environnement. Les industriels participent déjà activement à l'utilisation efficace de l'énergie, à l'amélioration de leur performance environnementale, ainsi qu'au dynamisme économique et social du Québec et de ses collectivités.

Les consommateurs industriels d'électricité ne demandent pas mieux que de contribuer à l'essor du Québec, de participer à sa marche vers l'innovation et la prospérité, dans le respect de l'environnement. L'énergie peut et doit jouer un rôle central dans le développement du Québec et de ses industries, en aidant celles-ci à relever l'impératif incontournable de la compétitivité.

2. Portrait des industries grandes consommatrices d'électricité

2.1 Industries GCE et développement hydroélectrique : une relation symbiotique

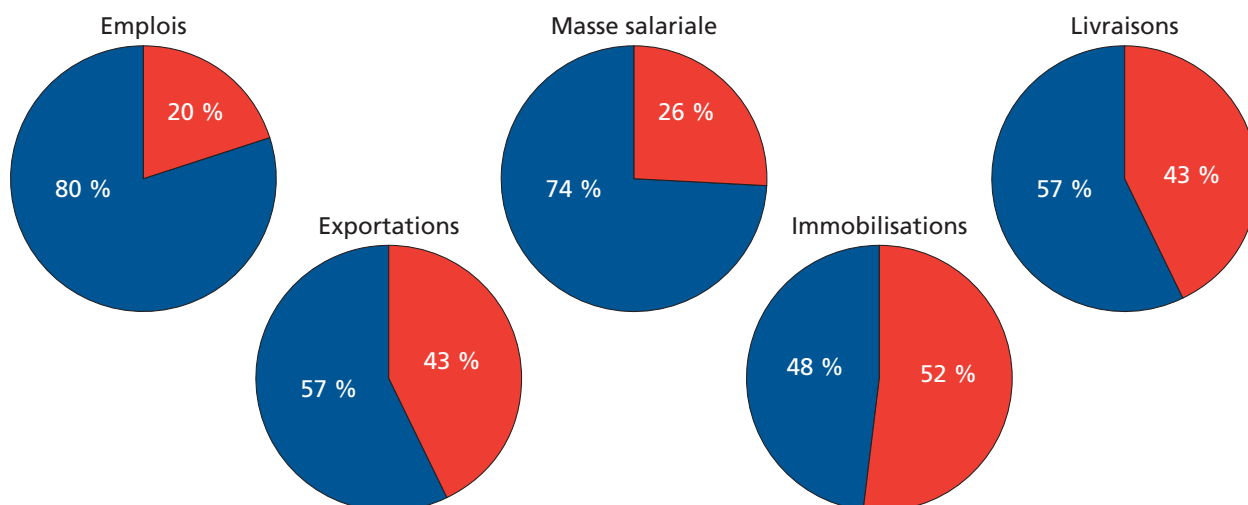
Il existe une relation symbiotique entre le développement hydroélectrique québécois et la présence ici d'industries grandes consommatrices d'électricités (GCE), qui constituent une partie essentielle de la structure industrielle du Québec. Depuis des décennies cette relation est l'une des grandes forces du Québec. Ces entreprises contribuent au dynamisme économique et social des régions et du Québec dans son ensemble. De plus, elles participent largement à l'amortissement des grandes centrales hydroélectriques qui font aujourd'hui partie du patrimoine québécois.

2.2 Un rôle unique dans la structure industrielle du Québec et dans ses régions

Les industries GCE exploitaient 148 usines au Québec à la fin de 2012, consommant plus du tiers de toute l'électricité distribuée par Hydro-Québec et offrant des recettes supérieures à 2 milliards \$ au gouvernement. Plus de 83 000 emplois directs en dépendent, offrant une rémunération supérieure à la moyenne industrielle, sans compter le maintien et la création d'emplois chez des milliers de fournisseurs de biens et services. Car, comme l'indiquent les graphiques suivants, le rôle économique des industries GCE dépasse largement le simple nombre d'emplois qu'elles offrent :

Part des industries GCE par rapport au secteur manufacturier – 2011

■ Entreprises grandes consommatrices d'électricité
■ Autres entreprises du secteur manufacturier



Source : E&B DATA – données de Statistique Canada

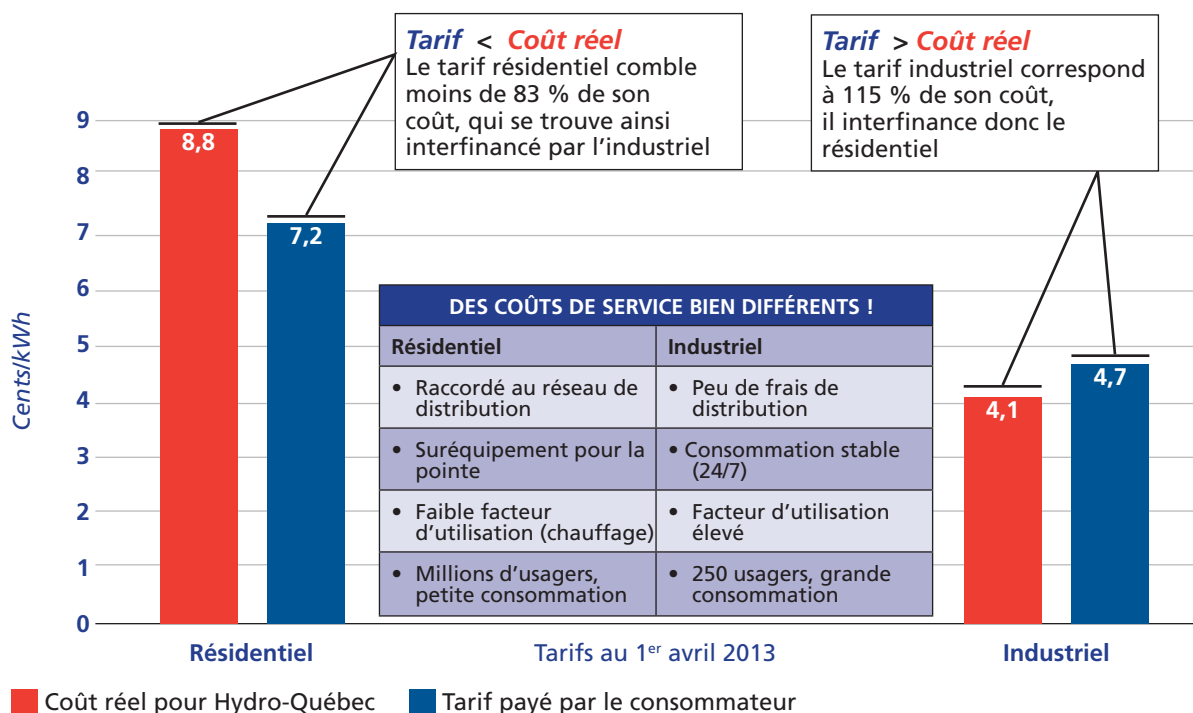
En survolant les données statistiques de 2005 à 2011, on peut également conclure que les industries GCE ont offert, en comparaison du reste du secteur manufacturier, un niveau d'emploi plus stable ainsi qu'une reprise plus marquée des livraisons et des exportations, après la crise économique de 2008-2009.

Le rôle de moteur socio-économique des industries GCE dans les régions du Québec est un autre élément crucial. Selon E&B DATA, plus de 80 % des dépenses réalisées au Québec par les industries GCE le sont à l'extérieur des grands centres urbains¹. Ces dépenses en région se chiffrent en dizaines de milliards \$ par an et, à l'exception du secteur agroalimentaire, il n'existe actuellement aucun autre secteur industriel en région capable d'approcher cet ordre de grandeur².

2.3 Le tarif payé par les industries GCE, rentable pour Hydro-Québec... et très rentable pour le Québec

Contrairement au tarif résidentiel dont les coûts de service sont supérieurs à ce qu'il rapporte à Hydro-Québec, le tarif grande puissance, ou L, fait entièrement ses frais et offre à Hydro-Québec, en plus d'un généreux rendement sur ses actifs, une marge additionnelle qui sert à éponger le déficit du secteur résidentiel à hauteur de près de 250 millions \$ par année. Le tableau suivant donne un aperçu de cet interfinancement et fournit certaines explications :

Tarifs au 1^{er} avril 2013



Sources : Hydro-Québec Distribution, dossier tarifaire 2013-2014

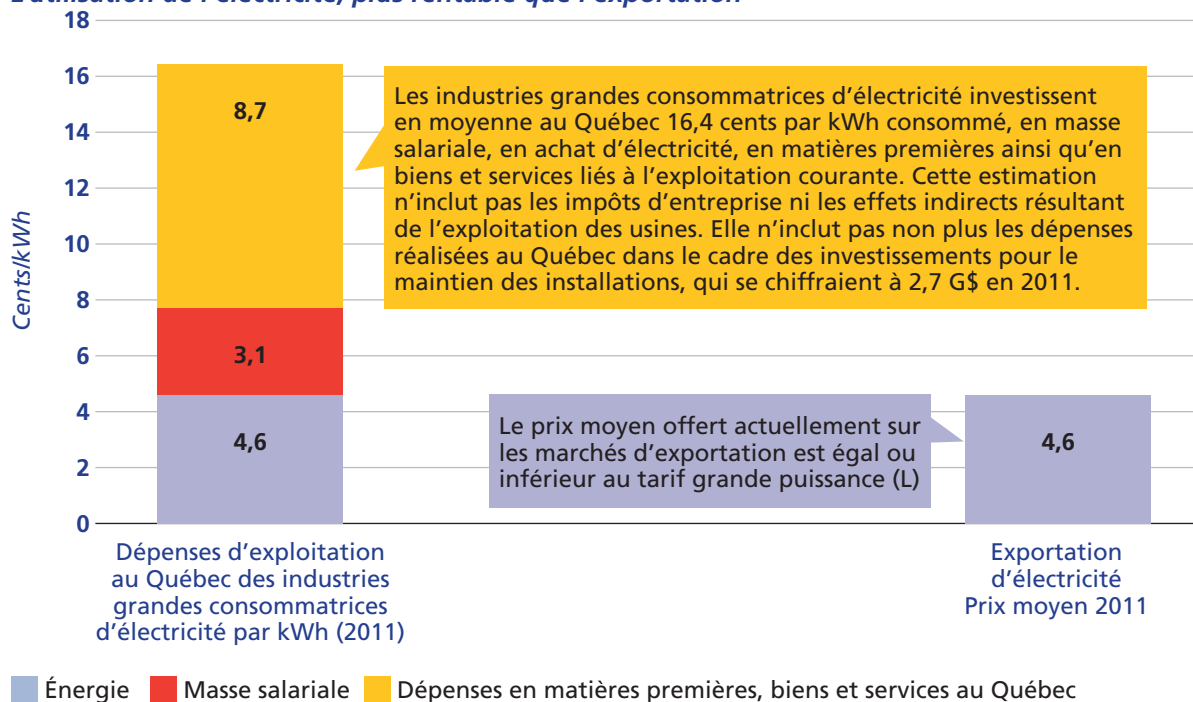
1. Estimation basée sur l'examen de fichiers-fournisseurs d'entreprises grandes consommatrices d'électricité entre 2008 et 2010
 2. Contribution économique des entreprises grandes consommatrices d'électricité au Québec, E&B DATA 2012

Or, cette situation est assez unique au Québec, à l'heure où plusieurs juridictions offrent des tarifs industriels inférieurs au tarif L. Aux États-Unis notamment, afin de préserver leurs entreprises manufacturières et d'en attirer de nouvelles – dont certaines actives au Québec – plusieurs juridictions interfinancent le tarif industriel par le tarif résidentiel. En pareille circonstance, le Québec devrait à tout le moins respecter le principe de l'utilisateur-payeur. En éliminant l'interfinancement, il favoriserait la compétitivité de ses industries et se rendrait plus attrayant pour les nouvelles implantations.

Il n'est pas étonnant que de nombreuses juridictions consentent des tarifs avantageux à leurs industries, lorsque l'on considère l'effet d'ensemble des grandes entreprises manufacturières sur l'économie. La situation n'est pas différente au Québec, où les industries GCE injectent en moyenne dans l'économie québécoise l'équivalent de plus de 16 ¢ par kWh qu'elles utilisent, en achat d'électricité, en masse salariale et en achat de matières premières, biens et services au Québec. Et ce montant n'inclut ni les impôts, ni les retombées indirectes. L'exportation d'électricité, avec des prix moyens avoisinant les 4 ¢/kWh sans aucune retombée économique additionnelle au Québec, ne supporte tout simplement pas la comparaison, comme l'illustre ce tableau :

Entrées de fonds pour le Québec

L'utilisation de l'électricité, plus rentable que l'exportation



Note : Résultat obtenu à l'aide d'un sondage auprès de 30 usines grandes consommatrices d'électricité (GCE) représentant 52 % de la consommation totale des GCE

2.4 Une vive concurrence pour les investissements

Pour la plupart d'entre elles, les industries GCE se caractérisent par l'importance des capitaux nécessaires à l'établissement d'installations de production et par les investissements constants et importants requis pour maintenir ces installations à niveau et pour assurer une performance enviable sous les volets de l'efficacité énergétique et du développement durable.

Ces sommes considérables, qui se chiffrent en milliards de dollars, contribuent à la durée prolongée de l'exploitation de ces industries et au rôle structurant unique qu'elles jouent dans les régions québécoises.

Leur pérennité n'est cependant jamais acquise puisque les conditions d'exploitation doivent demeurer concurrentielles, à l'échelle mondiale, pour attirer les investissements structurants. Car une installation dans laquelle on n'investit pas régulièrement voit vite sa performance décroître, sur les plans de la compétitivité et de la capacité de production. Elle peine aussi à répondre aux critères d'efficacité énergétique et de performance environnementale. En quelques années, ces installations peuvent tomber en désuétude. Se pose alors la question de l'investissement ou de la fermeture, une décision que peut précipiter l'imposition d'exigences supérieures à celles des autres juridictions où la société possède des installations concurrentes.

C'est pourquoi, ici comme ailleurs au Canada, en Amérique du Nord et à l'échelle internationale, les entités des entreprises GCE mondialisées se livrent une forte concurrence pour attirer chez elles les investissements qui, en somme, garantissent leur survie.

Or, les choix d'investissement ne manquent pas à l'échelle planétaire. En raison de l'importance qu'occupe l'achat d'électricité dans les coûts d'exploitation des industries GCE (de 25 % à 75 %), ainsi que de l'envergure et de la perspective de long terme associées à leurs investissements, ces derniers ne peuvent être consentis que dans un contexte de **compétitivité**, de **stabilité** et de **prévisibilité** des tarifs. De plus, des programmes doivent aussi être disponibles pour assurer les entreprises de la **flexibilité** nécessaire pour faire face aux changements qui surviennent sur le marché - parfois de façon rapide - justement dans la perspective du maintien à long terme de leurs exploitations québécoises.

L'arbitrage des investissements entre leurs différentes filiales est aisé à faire pour les entreprises mondialisées qui fabriquent souvent les mêmes produits à différents endroits dans le monde. Toute diminution de l'attrait des tarifs d'électricité québécois représente une menace bien concrète.

La situation québécoise devient inquiétante, sous chacun des critères qui composent l'attrait des tarifs d'électricité – compétitivité, stabilité, prévisibilité et flexibilité. En pareil contexte, certains investissements échapperont au Québec et les projets auxquels ils étaient destinés seront retardés ou annulés.

2.5 Le secteur manufacturier en déclin au Québec

Même si les industries GCE ont connu de 2005 à 2011 une légère hausse de leurs livraisons et de leurs exportations, le secteur manufacturier dans lequel elles s'inscrivent a connu pour sa part un déclin au cours de cette période³.

La part des industries de fabrication dans le PIB du Québec est passée de 22,9 % en 2000 à 14,1 % en 2012. L'emploi dans le secteur manufacturier a suivi une courbe semblable. Ce secteur fournissait 18,5 % des emplois de la main-d'œuvre québécoise en 2000, contre 12,5 % en 2012.⁴ Pire encore, la productivité au travail dans ce secteur a décliné au Québec de 2009 à aujourd'hui, alors qu'elle augmentait pour le Canada et l'Ontario⁵.

Dans son dossier tarifaire, soumis pour approbation par la Régie de l'énergie, Hydro-Québec en arrivait aux mêmes conclusions, soulignant que : « la production manufacturière a diminué de 13 % au cours de la dernière décennie passant d'une valeur de 48 à 42 milliards de dollars.⁶ »

L'amélioration de la productivité des entreprises manufacturières québécoises demande des conditions favorables, au plan de la fiscalité tout comme de l'investissement des entreprises. Pour celles dont la consommation d'électricité représente une partie importante et souvent incompressible des coûts d'exploitation, la compétitivité des tarifs d'électricité devient un élément essentiel pour leur permettre d'investir dans l'amélioration de la productivité.

Une menace additionnelle guette le secteur manufacturier québécois : l'accent que portent les États-Unis au développement de leur propre secteur manufacturier afin de créer localement de l'emploi et de la richesse. Cet accent se traduit par des incitatifs à délocaliser la production québécoise ou à attirer plus au sud l'implantation des nouvelles installations de production d'industries pourtant solidement implantées au Québec⁷. La saga entourant la délocalisation de l'entreprise Electrolux au Tennessee nous en a donné un exemple⁸.

3. Source E&B DATA – données de Statistique Canada

4. *Portrait statistique du secteur manufacturier au Québec - Édition 2013*, Institut de la statistique du Québec www.stat.gouv.qc.ca/publications/sect_manuf/pdf/portrait_manufacturier13.pdf

5. *Fabrication le déclin se confirme*, Dominique Froment, *Les Affaires*, 17 août 2013, p. 19. Sources des données : Statistique Canada et Institut de la statistique du Québec. <http://www.lesaffaires.com/archives/generale/fabrication-le-declin-se-confirme/560545>. Dans *Les Québécois moins productifs depuis 150 ans*, (La Presse, 11 septembre 2013, cahier Affaires p.4) Francis Vailles cite l'étude de Vincent Gelo : *Une perspective historique sur la productivité et le niveau de vie des Québécois : de 1870 à nos jours* (http://cpp.hec.ca/cms/assets/documents/recherches_publiees/PP_2013_02.pdf) qui attribue notamment au rôle plus important du gouvernement dans l'économie et au militantisme syndical ce manque de productivité.

6. Demande R 3854-2013, Hydro-Québec distribution, pages 6 et 7. Le document poursuit : « *L'appréciation du dollar canadien et la montée de la concurrence internationale ont particulièrement frappé la production de biens non durables qui connaît un déclin constant depuis 2003, principalement dans les secteurs de l'alimentation, du textile, des vêtements et du papier. Pour sa part, la fabrication de biens durables, largement tributaire des exportations internationales, continue à résister à la concurrence internationale. Cependant, la récession mondiale a fait chuter sa production de 16 % entre 2008 et 2009. Depuis, le secteur manufacturier n'a jamais réussi à se dynamiser et la valeur de son PIB demeure la même qu'en 2009. Avec l'économie américaine qui privilégie de plus en plus la production locale, le Québec ne réussit pas à profiter de la reprise de son secteur industriel, alors que l'Europe, son second partenaire économique, demeure affectée par une situation économique et financière difficile.* »

7. On peut notamment penser au programme Recharge NY de l'État de New York <http://www.nypa.gov/rechargeny/>

8. *One Manufacturing Giant Creates Winners And Losers Electrolux's new plant in Memphis, Tenn.*, <http://www.npr.org/2013/04/08/176347792/one-manufacturing-giant-creates-winners-and-losers> Présentant la situation du point de vue américain, à la veille de l'ouverture de la nouvelle usine, Andrea Shu du réseau NPR conclut : « *Whatever the future in Memphis, it's clear that in today's global economy, it's companies that have the power to shop around, while communities are left to compete with each other — all hoping they'll be winners, not losers.* »

Il existe aussi à l'échelle internationale une autre grave menace, celle des usines de classe mondiale. Ces dernières, installées là où elles bénéficient d'importants avantages concurrentiels, ont une production gigantesque qui les assure d'économies d'échelle imbattables. Par exemple, plusieurs des plus récentes alumineries ont été construites tout près de la source d'énergie (hydroélectricité, gaz naturel, charbon...), coupant radicalement les frais de transport et de distribution, et souvent à proximité d'autres matières premières, comme la bauxite. Leur capacité de production d'un million de tonnes par année, parfois plus, en fait de véritables géants. Les alumineries québécoises doivent donc miser sur leur savoir-faire exceptionnel, sur la masse critique technologique et scientifique du Québec et, impérativement, sur des tarifs d'électricité avantageux pour soutenir pareille concurrence.

Il est compréhensible qu'une politique énergétique souhaite s'ouvrir vers des activités économiques émergentes. Ce serait cependant une erreur grave de ne pas assurer en même temps les conditions, notamment au chapitre des tarifs d'électricité, qui permettent aux secteurs bien établis de l'économie de se maintenir et de progresser.

3. Des tarifs d'électricité compétitifs, stables, prévisibles et flexibles : pour maintenir et accroître la contribution des industries au développement durable et à la vitalité économique du Québec

En raison de l'impératif de la compétitivité auquel ne peuvent se soustraire les consommateurs industriels d'électricité, et du caractère essentiel de l'électricité dans leurs activités, on comprendra que notre mémoire accorde une place centrale à la question des tarifs d'électricité.

Par nature, cette question s'assortit de considérations très spécifiques et très techniques. Nous tenterons cependant de nous en tenir, en raison de la grande envergure de la présente consultation, à des points assez généraux.

Bien qu'il soit de nature plutôt générale, le débat entourant la nouvelle politique énergétique ne peut se faire sans considérer un élément aussi essentiel que la tarification de l'électricité. C'est là une question centrale pour que les grands projets puissent subir l'épreuve de la réalité et que les décisions à venir n'entraînent pas de conséquences économiques et sociales imprévues et nuisibles à l'essor du Québec.

En effet, le document de consultation énonce clairement ses objectifs, que nous avons commentés en introduction. Cependant, les moyens qui seront pris pour les atteindre – surtout à l'égard du financement – sont nettement moins détaillés. Pour les consommateurs d'électricité, il y a là quelque chose d'inquiétant, surtout à la lumière des moyens annoncés ou utilisés au cours des dernières

années par le gouvernement et Hydro-Québec pour percevoir davantage de revenus à travers les tarifs d'électricité, ou pour financer à même les tarifs certains projets ou certaines industries, alors qu'une approche fiscale aurait été nettement mieux appropriée. Ou plus transparente, à tout le moins.

C'est pourquoi nous estimons que le gouvernement et Hydro-Québec devraient, dans le cadre de la prochaine stratégie énergétique, s'engager à respecter les principes fondamentaux de la tarification de l'électricité, ce qui implique notamment d'éviter :

- **pour le gouvernement, de s'immiscer dans la gestion des approvisionnements d'Hydro-Québec**, en obligeant Hydro-Québec Distribution (HQD) à acheter de nouveaux blocs d'énergie d'une filière particulière (éolienne, biomasse, etc.), à plus forte raison en période de surplus;
- **de gonfler les rendements** d'Hydro-Québec au delà de ceux accordés par la Régie de l'énergie en n'optimisant pas la gestion des approvisionnements de HQD et en soumettant des prévisions qui la favorisent systématiquement et indûment lors de la mise à jour des tarifs d'électricité ou des tarifs de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT), qui se sont traduits au cours des dernières années par des trop-perçus dépassant le milliard de dollars; et
- **de chercher à inclure dans les tarifs l'équivalent de subventions** à certaines filières, qu'il s'agisse de l'énergie éolienne ou de l'électrification des transports.

Le respect des principes fondamentaux de la tarification de l'électricité est peut-être une notion moins séduisante que le développement d'une grappe industrielle de technologie verte ou d'un réseau de monorails à très grande vitesse. Mais elle n'en demeure pas moins essentielle, tant pour les consommateurs résidentiels, qui comptent sur le « pacte social » conclu il y a un demi-siècle entre le gouvernement et la population, que pour les consommateurs industriels d'électricité. Car la stabilité, la prévisibilité et la compétitivité des tarifs d'électricité contribuent au maintien et à la croissance de leurs activités économiques et de leur rôle essentiel dans le dynamisme des collectivités et dans l'amélioration de la qualité de l'environnement.

3.1 Compétitivité des tarifs industriels

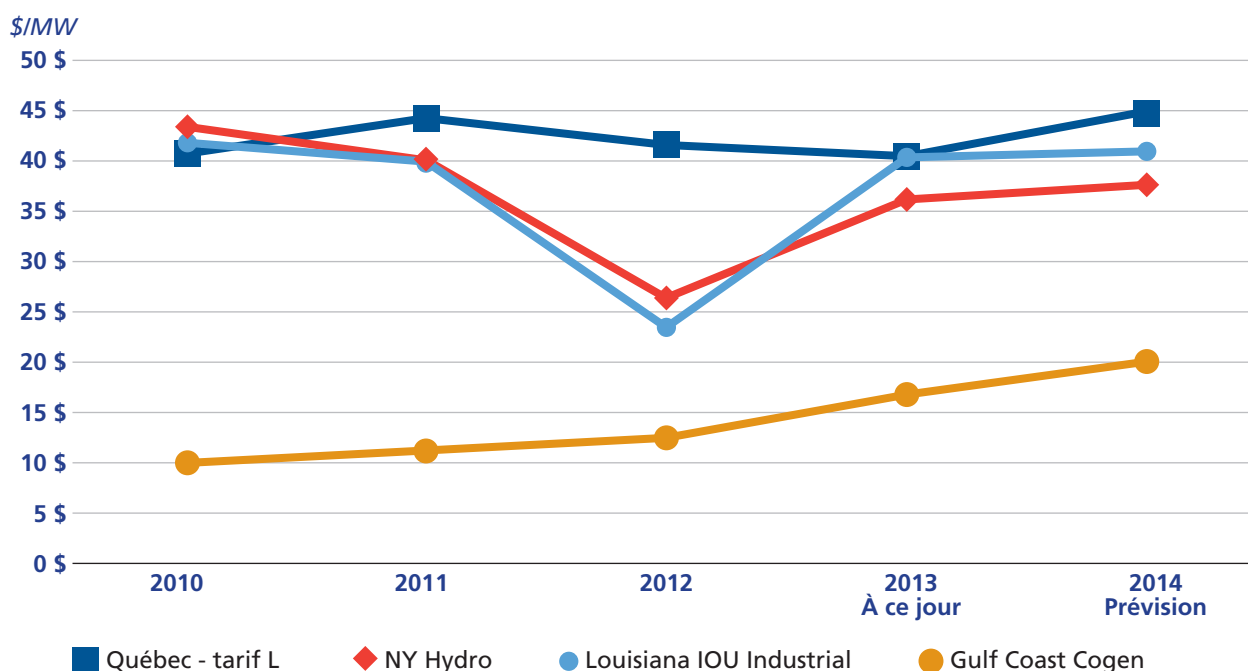
Considéré ici comme un prix plancher, voire préférentiel, le tarif L a perdu beaucoup de son lustre au cours des dernières années. La perception dans le public que ce tarif L soit un « cadeau » fait aux industriels nuit à la capacité du gouvernement de tirer pleinement avantage de l'électricité disponible.

Plusieurs juridictions offrent aujourd'hui des tarifs industriels inférieurs au tarif L. Déjà au Canada, pour une charge de 50 MW, Winnipeg offre en 2013 des tarifs inférieurs de 20 % et St-John's de 15 %⁹. Avec l'augmentation record que demande Hydro-Québec pour 2013-2014, les écarts se creuseront d'avantage et d'autres juridictions canadiennes joindront le palmarès des endroits plus propices aux activités industrielles québécoises.

9. Hydro-Québec, *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines 2013*, p. 51, consommation de 50 000 kWh (50 MW), facteur d'utilisation de 65 %, les chiffres sont similaires pour un facteur de 85 %.

Aux États-Unis, afin de préserver leurs entreprises manufacturières et d'en attirer de nouvelles, dont certaines sont actives au Québec, plusieurs juridictions interfinancent le tarif industriel par le tarif résidentiel. À titre d'exemple, un industriel GCE¹⁰ actif au Québec, ainsi qu'à plusieurs endroits aux États-Unis, paie un tarif moyen de 43,49 \$/MWh pour son électricité au Québec, alors que dans ses différentes installations situées aux États-Unis, il paie respectivement des tarifs de 43,38 \$, 40,58 \$, 37,00 \$, 29,06 \$, 26,53 \$ et 24,63 \$ pour ses approvisionnements en électricité. Le graphique suivant illustre l'évolution de certains des tarifs payés par cet industriel, au Québec et en différents endroits aux États-Unis.

Coûts d'électricité - Juillet 2013



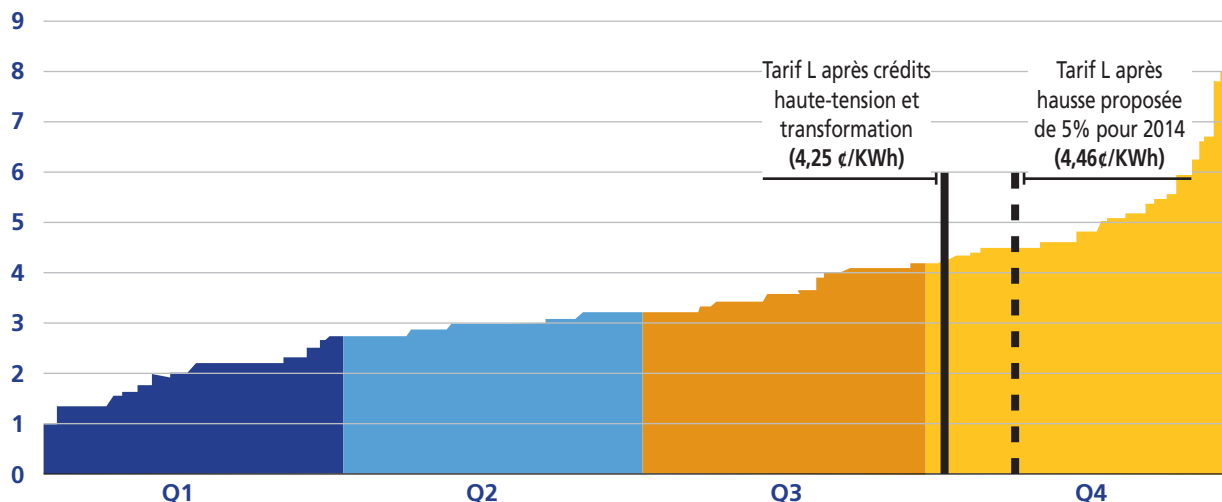
De même, le tarif L se situe aujourd'hui loin dans le troisième quartile des prix offerts aux alumineries dans le monde. Cela veut dire en clair, pour cette industrie, que plus de la moitié des tarifs d'électricité industriels de grande puissance sont aujourd'hui inférieurs à notre tarif L et que cette proportion s'accroît. Et il n'est pas nécessaire de transférer les installations dans des lieux aussi éloignés que la Russie ou le Moyen-Orient, de meilleurs tarifs industriels se trouvent déjà à nos portes, aux États-Unis... et même au Canada.

10. Pour des raisons de confidentialité et de compétitivité, nous ne pouvons préciser le nom de cette entreprise.

Perte de compétitivité du tarif L : Exemple du secteur de l'aluminium

Le tarif L situe le Québec dans le 4^e quartile de l'industrie mondiale de l'aluminium (excluant la Chine)

Coût d'électricité par aluminerie (USD ¢/kWh¹)
(2013 monde excluant la Chine²)



1. Basé sur un taux de change CAD:USD de 1,00 pour 2012

2. En raison de son économie planifiée, les prix de l'énergie que pratique la Chine ne répondent pas aux mêmes impératifs. Leur inclusion fausse donc la réalité du marché mondial.

Source : CRU 2013, R-3854-2013

La décision du gouvernement d'exclure les grands industriels de l'augmentation de l'énergie dite patrimoniale est certes une mesure positive. Mais, dans le contexte de la hausse de tarif demandée par Hydro-Québec en 2013-2014 qui pourrait atteindre 6,5 % pour les industriels – si le gouvernement choisit de se saisir des gains d'efficacité appliqués par Hydro-Québec en réduction de sa demande – éviter l'indexation de l'énergie patrimoniale devient une bien maigre consolation car elle n'aurait eu qu'un impact de 0,6 % sur les tarifs industriels.

3.2 Les contrats à partage de risque

Dans les années 1980, les contrats à partage de risque, que plusieurs ont décrié en prônant l'exportation, ont permis d'attirer au Québec, sur une période de quelques années seulement, plus de 10 milliards \$ d'investissements en implantation ou en expansion d'usines.

Trente ans plus tard, ces industries sont toujours là¹¹, soutenant des dizaines de milliers d'emplois et les activités socio-économiques de régions entières. Elles investissent des milliards de dollars pour maintenir et améliorer leurs installations. L'importance des investissements initiaux et récurrents des industries grandes consommatrices d'électricité font en sorte qu'elles s'installent pour des décennies.

11. À la seule exception de Norsk Hydro, usine de fabrication de magnésium primaire établie à Bécancour, qui a fermé ses portes en 2008, après 19 ans d'activité, le prix du magnésium étant devenu insoutenable à la suite de mesures de dumping exercées par des entreprises chinoises.

Autre bilan positif des contrats à partage de risque : le Québec profite d’immenses ouvrages hydroélectriques aujourd’hui amortis, dont les coûts d’exploitation sont très bas et qui nous donnent les moyens de penser à des projets d’avenir, comme l’électrification des transports. Ce cycle : construction, exploitation, amortissement, se poursuit avec les autres grands ouvrages hydroélectriques, assurant aux Québécois une richesse durable.

Il est important de mentionner que ces contrats à partage de risque ne sont pas subventionnés par les autres consommateurs d’électricité (résidentiels, etc.) En fait, la Régie de l’énergie s’assure à chaque année de les tenir indemnes en transférant, le cas échéant, les écarts à une division non réglementée d’Hydro-Québec et donc, implicitement, au gouvernement, actionnaire d’Hydro-Québec. Quoiqu’il en soit, les retombées économiques des GCE – et les revenus qu’en dégage le gouvernement – compensent largement tout écart entre les prix négociés dans le cadre de ces contrats et le tarif L.

3.3 Respect des principes de tarification

Au cours des dernières années, certains principes fondamentaux de tarification de l’électricité n’ont pas été respectés par Hydro-Québec et par le gouvernement. C’est notamment le cas lorsque Hydro-Québec tente – et réussit souvent – d’utiliser les tarifs d’électricité pour obtenir des consommateurs davantage de revenus que la Régie de l’énergie n’en a autorisé en vertu des principes de tarification applicables. Ou encore lorsque le gouvernement exige d’intégrer dans la tarification des activités qui relèvent du développement économique et régional, et particulièrement le dernier appel d’offre de 800 mégawatts d’énergie éolienne qui, en période prolongée de surplus d’énergie, ne peut s’expliquer autrement.

Nous vous invitons à lire, en « Annexe B », une analyse des « Surcoûts, surplus et subvention implicite à l’industrie éolienne ».

Au nombre de ces distorsions, il est impossible de ne pas relever la « Mesure transitoire » mise de l’avant par le gouvernement pour saisir les gains d’efficacité exigés d’Hydro-Québec dans le dernier budget. Dans les faits, cette mesure vise à suspendre les droits et prérogatives de la Régie de l’énergie en lui imposant une base de calcul des tarifs d’électricité différente de la réalité. Du même coup, la fixation des tarifs d’électricité perd toute stabilité et prévisibilité, car elle est soumise à la volonté et aux besoins ponctuels du gouvernement.

Indépendance institutionnelle des régisseurs

Chacun sait qu’il ne doit pas seulement y avoir justice, mais aussi apparence de justice. En considérant les tentatives du gouvernement d’intervenir dans le processus réglementaire, dont certaines sont heureusement demeurées infructueuses, nous croyons qu’il est nécessaire de rehausser le niveau d’indépendance institutionnelle dont jouissent les régisseurs face au gouvernement. Contrairement aux juges dont le mandat n’a jamais à être renouvelé, les régisseurs sont nommés par le gouvernement pour des périodes fixes de cinq ans, parfois même pour des périodes de moins de deux ans. Il est arrivé qu’un régisseur se trouve trois fois en situation de renouvellement de mandat sur une période de cinq ans.

Sans porter ombrage au bon travail des régisseurs confrontés à ce processus de renouvellement de mandat, il va de soi qu’un tel système laisse planer des doutes importants sur l’indépendance des membres de la Régie. Cette indépendance est doublement mise à l’épreuve lorsque le gouvernement fait part explicitement de ses orientations, soit par décret, soit en vertu des dispositions de la loi lui permettant de donner des directives à la Régie sur l’orientation et les objectifs généraux à poursuivre.

Il devient alors beaucoup plus difficile pour une institution, et pour ses membres qui par leurs décisions en sont l'expression réelle, d'agir dans le meilleur intérêt des clients soumis aux décisions qu'ils rendent, sachant qu'ils doivent leur maintien en poste au gouvernement, alors que ce dernier est également l'unique actionnaire des entreprises de transport et de distribution d'électricité réglementées par cette Régie.

Cette perception d'un manque d'indépendance institutionnelle a été soulevée en cour supérieure, attestant du véritable souci des justiciables qui doivent s'en remettre aux décisions rendues par la Régie.

Selon nous, la future politique énergétique devrait contribuer à corriger cette anomalie en assurant la nomination des membres de la Régie par un comité indépendant du gouvernement, l'article 8 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, en prévoyant déjà la possibilité. Il y aurait peut-être lieu de s'inspirer de l'Office national de l'énergie en fixant leur mandat à un terme de 7 ans ou encore, comme pour les membres du Tribunal administratif du Québec, les nommer à vie pour bonne conduite.

Nous vous invitons à lire, en « Annexe A », un aperçu de l'évolution de la Régie de l'énergie et de son encadrement législatif.

En ajoutant à la perte de compétitivité des tarifs industriels d'électricité l'instabilité et l'imprévisibilité de leur fixation, le Québec se privera certainement d'investissements industriels structurants, pour son économie et celle de ses régions. La prochaine politique énergétique du Québec doit donc chercher à améliorer les conditions d'investissement dans les industries GCE.

Ainsi, afin de permettre à la Régie de l'énergie d'exercer, dans le meilleur intérêt de tous les clients d'Hydro-Québec, l'exercice plein et entier de ses responsabilités, la politique énergétique doit contribuer à ériger une cloison étanche entre la Régie et le gouvernement. Ses membres devraient aussi se voir garantir l'indépendance nécessaire à l'exercice de leur fonction.

3.4 Accrocs récents aux principes de tarification

Nous avons réuni ici six enjeux illustrant plusieurs récents accrocs aux principes fondamentaux de fixation des tarifs. Il est important de les souligner à titre d'exemple de transgressions contre lesquelles la nouvelle politique énergétique doit prémunir les consommateurs d'électricité québécois.

A. L'industrie éolienne soutenue par les tarifs d'électricité

En mai 2013, le gouvernement a annoncé son intention de procéder à l'achat de 800 MW de nouvelle capacité éolienne, dont 450 MW à un coût pouvant atteindre 9,5 ¢/kWh¹², sans compter les coûts de branchement. Quant aux autres 350 MW, le coût pourrait être encore plus élevé. Par ailleurs, lors de l'étude du projet de loi 25¹³, le gouvernement a évalué, dans une série de trois

12. Le gouvernement lançait le 28 août un appel d'offre pour 450 MW, dont le prix d'achat et d'équilibrage serait plafonné à 9,5 ¢/kWh.

13. Par son adoption, le projet de loi 25 a donné lieu à la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*, L.Q. 2013, ch. 16.

amendements qu'il a ensuite retirés, que ces 800 MW auraient un impact à la hausse de 1,9 % sur les tarifs d'électricité¹⁴.

Il peut être légitime pour le gouvernement de chercher à conserver pendant quelques années supplémentaires les emplois liés à l'industrie éolienne en Gaspésie, ou à favoriser le développement de certaines collectivités par l'implantation d'éoliennes. Le document de consultation le mentionne d'ailleurs explicitement, en page 70¹⁵. S'il le juge opportun, le gouvernement peut aussi soutenir le développement d'une grappe industrielle « *clean tech* » s'inscrivant dans une mouvance vers une économie verte¹⁶.

Mais il doit le faire lui-même – c'est-à-dire par des subventions directes ou à travers la filiale non réglementée Hydro-Québec Production (HQP) – et non par tarifs d'électricité interposés, car il s'agit clairement là de décisions politiques associées au développement économique régional ou sectoriel.

Le gouvernement doit donc tenir indemnes les consommateurs d'électricité. Ainsi les abonnés résidentiels les moins fortunés ne seront plus appelés à faire un effort disproportionné à l'égard de l'énergie éolienne, et les abonnés industriels verront leur compétitivité moins durement atteinte.

La même logique s'applique à la petite hydraulique, à la biomasse et à l'énergie solaire, particulièrement en période prolongée de surplus d'électricité, alors qu'aucune demande ne correspond à ces apports additionnels d'énergie¹⁷.

14. Tel que rapporté par le député de Lévis, Christian Dubé, le 11 juin 2013, un peu avant 21h, devant la commission des finances publiques de l'Assemblée nationale.

<http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/cfp-40-1/journal-debats/CFP-130611.html>.

15. « Alors que les projets de développement éoliens conçus il y a quelques années tirent à leur fin, une nouvelle stratégie devra être adoptée. C'est dans cette perspective que le gouvernement du Québec a annoncé, le 10 mai dernier, l'attribution de 800 MW à combler par de nouveaux projets éoliens. Pour aller encore plus loin dans le développement d'une filière manufacturière éolienne, une analyse fine des besoins engendrés, entre autres, par le reconditionnement des éoliennes déjà en place ici et à l'étranger, doit permettre de déterminer les façons d'accroître la valeur technologique des composantes fabriquées au Québec et donc d'accroître les retombées économiques au Québec. À cet égard, l'horizon 2025 est déterminant puisque, à partir de ce moment, l'industrie pourra compter sur le renouvellement du parc éolien actuel pour poursuivre son développement. La poursuite de la mise en valeur de la ressource éolienne pour la production d'électricité permettra de maintenir et de créer des emplois dans les différentes régions du Québec tout en enrichissant le savoir-faire acquis dans ce domaine.

Le gouvernement devrait viser à assurer un rythme d'implantation des nouvelles capacités de production de même qu'un niveau total de production qui permettront non seulement le développement à long terme de toute la filière industrielle éolienne au Québec mais aussi la possibilité pour celle-ci de se tailler une place plus importante sur les marchés d'exportation. »

16. Nous en profitons au passage pour souligner l'initiative de l'[Alliance SWITCH](#), qui pousse actuellement pour un débat sur l'économie verte au Québec.

17. Lors du dernier dossier tarifaire (R-3814-2012), Hydro-Québec Distribution a déposé son bilan énergétique sur la période 2013-2027, laissant entrevoir qu'elle serait en surplus sur une bonne partie de cette période et ce, même en tenant compte de la suspension ou de la réduction des activités de la centrale de TCE à Bécancour (http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/80/DocPrj/R-3814-2012-B-0154-AUDI-REPENG-2012_12_14.pdf). La situation se serait même empirée depuis, Hydro-Québec Distribution ayant révisé sa prévision de besoins pour 2014 de 187 TWh à 183,6 TWh (http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/218/DocPrj/R-3850-2013-B-0004-Demande-Piece-2013_06_14.pdf page 7), ajoutant ainsi 3,4 TWh de surplus à près de 10 TWh qui étaient déjà prévus pour cette année-là, et possiblement au surplus des années suivantes. Voir tableau et plus de précisions en « Annexe D ».

Certains pourraient évoquer que le nouvel appel d'offres de 800 MW d'énergie éolienne permettra d'atteindre la cible de 4000 MW de capacité installée, fixée dans l'actuelle politique énergétique. Encore là, il n'appartient pas au gouvernement de gérer les approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution (HQD), mais plutôt à la Régie de l'énergie. Celle-ci doit en effet, à tous les trois ans, examiner le plan d'approvisionnement de HQD afin de valider s'il lui faut de nouveaux approvisionnements. En fait, elle jouit même d'une compétence exclusive lorsqu'il s'agit de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants, l'article 31 prévoit que la Régie a compétence exclusive pour:

« 2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants; »¹⁸

S'il souhaite émettre des décrets pour orienter les approvisionnements de HQD, le gouvernement devrait à tout le moins limiter ces actions aux périodes où HQD a réellement besoin de l'énergie visée par un tel décret. Non seulement l'achat d'énergie superflue entraîne-t-il une perte financière, mais il rompt aussi l'équilibre entre les besoins et les approvisionnements, un travail d'expert qui mobilise les énergies de HQD, de la Régie et des groupes intervenant devant elle. De tels décrets réduisent cette expertise et ces efforts à néant.

Le fait de ne plus émettre de décrets forçant HQD à acquérir de l'énergie éolienne ne signifierait pas pour autant qu'elle abandonne cette filière. Car il est possible qu'au cours des prochaines années le développement de l'éolien permette d'en réduire le coût. D'ailleurs, dans une étude publiée au mois d'avril 2013, l'*Energy information agency* américaine indiquait que, selon ses prévisions, le coût de l'énergie éolienne allait tomber sous le coût de l'énergie produite par turbine alimentée au gaz naturel entre 2020 et 2040.¹⁹

À l'inverse, celui de filières actuellement concurrentielles pourrait augmenter. Le gaz naturel pourrait être affecté par une augmentation de son prix et par l'imposition éventuelle de droits sur les émissions de carbone. Quant aux barrages d'hydroélectricité, en considérant que le plus récent projet de HQP (la Romaine) coûterait 6,5 ¢/kWh – voire plus, selon certains – le coût des prochains barrages pourrait dépasser celui des éoliennes, surtout si celui-ci décroît simultanément. La filière éolienne pourrait donc remporter des appels d'offres sur ses propres mérites, sans décret, mais, évidemment, une fois que HQD ne sera plus en situation de surplus.

Nous croyons que le gouvernement devrait cesser de décréter l'achat de blocs d'énergie d'une source particulière par Hydro-Québec Distribution, en utilisant plutôt Hydro-Québec Production pour stimuler le développement d'autres filières énergétiques au Québec. À tout le moins, l'achat par décret de blocs d'énergie devrait être conditionnel à un véritable besoin, identifié par la Régie de l'énergie dans l'étude des plans d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution.

18. *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 31(2)

19. *Annual Energy Outlook 2013 – With Projections to 2040*. EIA. Page 73, graphique 80
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf)

B. Et maintenant l'électrification des transports ?

Lors de l'étude en commission parlementaire du projet de loi 25, le gouvernement a cherché à se donner le pouvoir de financer des investissements en électrification du transport collectif à même les tarifs d'électricité. Bien que ce ne soit pas mentionné dans le document de consultation, nous sommes portés à croire que le gouvernement n'a pas renoncé à cette idée et qu'il envisage toujours de financer ainsi – du moins, en partie - son ambitieux programme d'électrification des transports.

S'il peut être opportun pour le gouvernement d'investir dans l'électrification des transports en commun, sur la base d'études économiques convaincantes, nous ne voyons cependant pas pourquoi les consommateurs d'électricité devraient en faire les frais. Une fois engagés sur cette voie, verrons-nous ensuite les tarifs d'électricité financer les routes, les CPE, le système de santé ?

Il apparaît plus sensé de financer l'électrification du transport à même les sommes réservées au transport en commun, ou encore par le Fonds vert dans lequel seront versées les sommes recueillies par le gouvernement au moyen de son Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

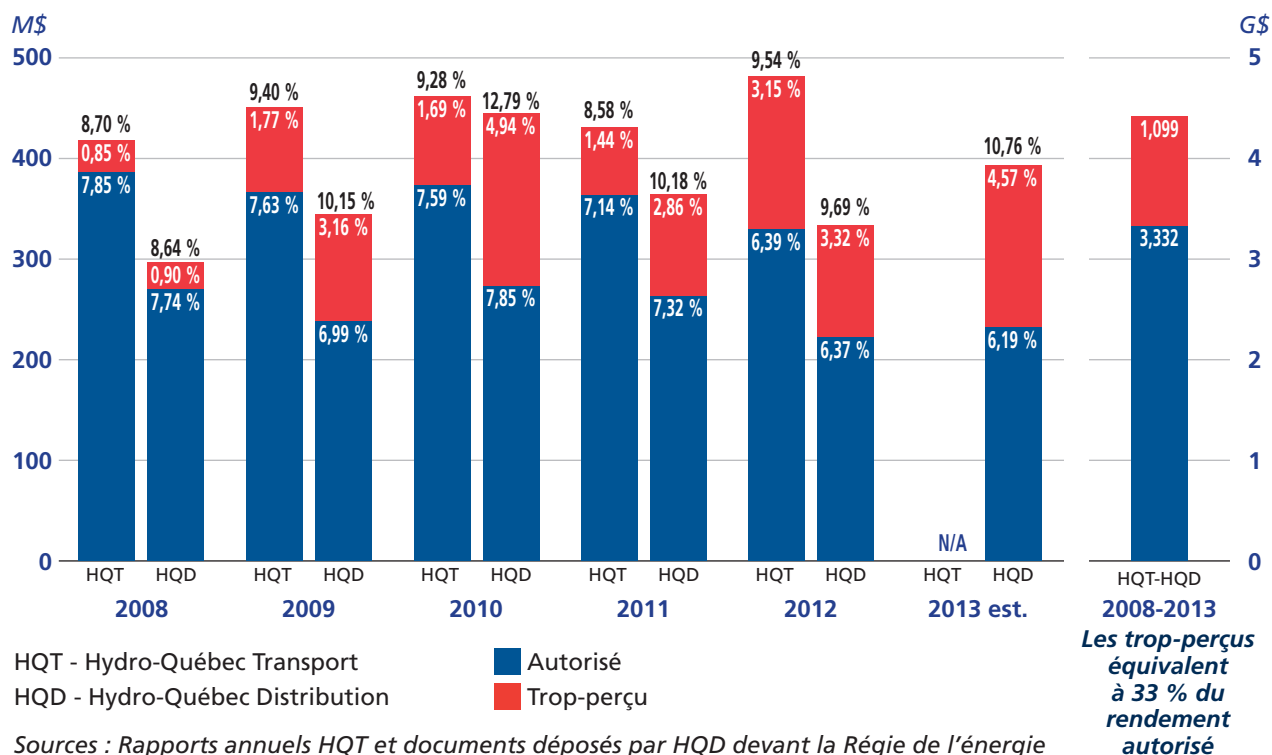
C. Un milliard de dollars en trop-perçus

Les tarifs d'électricité sont généralement établis sur la base des prévisions des ventes et des coûts de HQD pour l'année où ils s'appliquent. Par exemple, pour 2014, HQD prévoit qu'elle devra percevoir des revenus de près de 11 milliards \$ par ses tarifs afin de couvrir ses coûts et de réaliser un rendement raisonnable sur ses actifs. Or, si elle réalise plus de ventes que prévu, ou si elle dépense moins que le montant budgété lors de l'établissement des tarifs, elle réalise un trop-perçu. Dans le cas d'Hydro-Québec Transport (TransÉnergie – HQT), le même raisonnement s'applique, mais seulement à l'égard des coûts puisqu'il existe déjà un mécanisme de redistribution aux clients de tout trop-perçu découlant d'une sous-estimation des ventes.

Entre 2008 et 2012, Hydro-Québec a ainsi réalisé des trop-perçus d'un peu moins d'un milliard \$, soit environ 200 M\$ par année en moyenne. Les tarifs auraient donc pu être de 2 % inférieurs sur cette période, tout en permettant à Hydro-Québec d'atteindre, en moyenne, le rendement autorisé par la Régie.

En ne considérant que HQD, son rendement réel moyen sur cette période dépasse de près de 320 points de base le rendement autorisé moyen de 7,1%. Les trop-perçus atteignent donc 45 % du revenu autorisé : c'est énorme.

**Rendement autorisé et trop-perçus
des divisions réglementées d'Hydro-Québec**
(en M\$ et en %)



Si, dans certains cas, ces trop-perçus découlent d'événements imprévus ou de gains d'efficacité profitant ultimement aux consommateurs, ils sont généralement la conséquence d'estimations « prudentes » de la part d'Hydro-Québec, lesquelles s'avèrent, au final, très lucratives pour elle. Dans un tel contexte de trop-perçus récurrents, on ne peut voir autre chose qu'une prime – voire une taxe – sur les tarifs d'électricité.

On pourrait penser que la Régie n'a qu'à revoir les tarifs à la baisse si, effectivement, il s'y trouve une prime. Or, ce n'est pas si simple, puisque ni la Régie ni les associations de consommateurs qui interviennent dans ses dossiers ne possèdent les moyens d'Hydro-Québec. Ajoutons à cela l'asymétrie de l'information, Hydro-Québec connaissant son réseau et ses livres mieux quiconque, ainsi que la taille et la complexité de cette entreprise. Avec un chiffre d'affaires de près de 11 milliards \$, Hydro-Québec arrive facilement à intégrer des dizaines de millions de plus que nécessaire ici et là.

Heureusement, des efforts sont faits pour tenter de régler cette situation. En effet, dans le cadre de son dernier budget et du projet de Loi 25, le gouvernement a demandé à la Régie de l'énergie d'élaborer un mécanisme de réglementation incitative, en vertu duquel Hydro-Québec devra remettre aux consommateurs les trop-perçus, en totalité ou en partie.

Cela dit, il est navrant de devoir prévoir des mécanismes pour récupérer une prime qu'Hydro-Québec ajoute à ses tarifs. En tant que fiduciaires²⁰ des consommateurs d'électricité, et dans le cas de HQT de ses clients de transport d'électricité, HQD et HQT devraient avoir pour objectif de prévoir le mieux possible leurs coûts et leurs ventes afin d'éviter de réaliser des trop-perçus. Ainsi, les tarifs refléteraient réellement les coûts.

D. Hydro-Québec Distribution manque à son devoir de fiduciaire

En vertu de la séparation fonctionnelle – et notamment de l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* – Hydro-Québec peut conclure des contrats avec elle-même. Ainsi, HQD peut conclure des contrats d'approvisionnement avec HQP, bien que légalement, il s'agisse de la même personne morale.

Si les parties à un contrat ont généralement des intérêts opposés – dans un contrat de vente, l'acheteur souhaite que le prix soit plus bas alors que le vendeur souhaite que le prix soit plus élevé – dans le cas de HQD et de HQP, comme elles relèvent du même PDG et du même conseil d'administration, il n'est pas impossible qu'une partie (HQD) renonce à une part des bénéfices auxquels elle a droit au profit de l'autre partie (HQP); surtout lorsque cette renonciation profite à l'actionnaire commun de ces deux entités, l'État québécois. Une telle opération ne se fait toutefois pas sans victimes puisque les bénéfices auxquels HQD renonce devraient normalement échoir aux consommateurs d'électricité.

HQD peut donc se retrouver en situation de conflit d'intérêts : d'un côté, se retrouve l'intérêt de ses clients, des consommateurs captifs (qui n'ont d'autre choix que de faire affaire avec elle pour s'approvisionner) envers lesquels elle a un devoir de fiduciaire, qui implique notamment d'optimiser ses approvisionnements; de l'autre côté, se retrouve l'intérêt de son actionnaire, qui voudra maximiser ses profits, qu'ils proviennent de HQD ou de HQP.

Dans son dernier dossier tarifaire, HQD a fourni deux exemples flagrants d'une mauvaise gestion des approvisionnements laissant croire qu'elle a favorisé son actionnaire au détriment de ses clients.

Intégration éolienne

Même s'il devait se terminer en 2011, HQD maintient avec HQP un contrat d'intégration éolienne qui lui est désavantageux.

Ce contrat force HQD à acheter de HQP de l'énergie à haut prix (environ 90 \$/MWh), alors même qu'elle peine à écouler ses surplus. Le contrat prévoit qu'HQP absorbe toute l'électricité produite par les éoliennes en service. En échange, HQP remet en tout temps à HQD de l'électricité équivalent à 35 % de la capacité installée. Ce pourcentage correspond à peu de choses près à l'évaluation initiale de la production annuelle moyenne des éoliennes; or, les éoliennes n'ont jamais produit à ce niveau sur une base annuelle, leur production oscillant autour de 31 %, allant de 30 % à 32 %

20. Le rôle de fiduciaire d'une entreprise réglementée a déjà été reconnu explicitement par la Régie à l'égard de Gaz Métro dans la décision D-2001-30, rendue dans le dossier R-3444-2000, page 9. Ce rôle s'applique à plus forte raison à Hydro-Québec considérant qu'elle appartient au gouvernement.

selon les années. Il en résulte un déficit énergétique (35 % fourni par HQP moins 31 % fourni en moyenne par les éoliennes, soit 4 %) en fin d'année²¹ que HQD doit racheter de HQP à plus de 90 \$/MWh.

HQD doit alors tenter de revendre à perte cette énergie sur les marchés ou, lorsque les prix sont trop bas, comme en 2012, laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée. Dans une telle situation, sa perte atteint 65 \$/MWh (90 \$/MWh moins 25 \$/MWh). HQD devra peut-être acquérir jusqu'à 600 GWh de la sorte cette année, pour une perte de près de 40 M\$. Dans quelques années, lorsque tous les parcs éoliens actuellement sous contrat seront en service, cela pourrait bien doubler... sans compter les 800 MW annoncés ce printemps.

Heureusement, cette question fait présentement l'objet d'un débat devant la Régie. Celle-ci examine les caractéristiques du prochain contrat d'intégration éolienne. Or, plutôt que de profiter de cette opportunité pour corriger les problèmes du contrat d'intégration éolienne – notamment le fait de prévoir une cible fixe de 35 % pour les retours d'énergie – HQD propose de lancer un appel d'offres pour obtenir le même type de service tout en restreignant le nombre de fournisseurs potentiels. Si la proposition de HQD est acceptée, HQP remportera une part importante – peut-être jusqu'à 80, voire 90 ou même 100 % - des services d'intégration éolienne qui feront l'objet d'un appel d'offres, considérant que les autres caractéristiques du service proposé limitent grandement la concurrence. Dans un tel cas, il irait dans l'intérêt des clients d'Hydro-Québec que HQP propose un prix raisonnable, plutôt que de profiter de l'absence de concurrence, créée par Hydro-Québec elle-même, pour exiger de HQD un prix exorbitant.

Énergie différée

Une mauvaise gestion des approvisionnements devient aussi apparente dans le refus de HQD de différer certaines livraisons d'énergie prévues à ses contrats avec HQP. Rappelons que HQP a remporté deux contrats lors du premier appel d'offres de HQD, pour un total de près de 5,3 TWh par année, à raison d'un peu moins de 6 ¢/kWh. L'un de ces contrats est de type « *take or pay* » : HQD devra ainsi payer pour les 3,1 TWh par année prévus au contrat qu'elle les consomme ou non. L'autre contrat prévoit que HQD peut faire fluctuer sa consommation entre 0 et 2,2 TWh au courant de l'année et qu'elle ne paie que pour l'énergie qu'elle consomme (elle doit toutefois payer la prime de puissance en entier, même si elle ne prend aucune livraison d'énergie).

Or, en raison de conventions venant amender ces contrats, en 2008 et en 2010, HQD pouvait dorénavant reporter une partie de ces livraisons à plus tard. Ceci lui permettait non seulement de réduire ses surplus actuels mais aussi de bénéficier, dans l'avenir, d'une plus grande quantité d'électricité à un prix relativement modeste.²²

21. Ce déficit varie lui aussi mais il atteint historiquement le produit de 8760 heures et de 4 % de la puissance installée, soit, par exemple, pour une puissance installée de 2000 MW, 700 GWh (8760 heures * 2000MW * 4%). Il demeure possible que le solde de fin d'année soit positif – si les éoliennes produisent à plus de 35 % de leur capacité installée – et que ce soit HQD qui vende de l'énergie à HQP à haut prix, mais ceci ne s'est jamais produit.

22. Bien que ces contrats soient, à près de 6 ¢/kWh, plus onéreux que l'énergie patrimoniale, leur prix demeure raisonnable considérant qu'il contient aussi une prime de puissance. À titre comparatif, l'énergie de la Romaine est produite, selon HQP, à 6,5 ¢/kWh. On pourrait par ailleurs penser qu'une nouvelle centrale fonctionnant au gaz naturel serait, elle aussi, un peu plus dispendieuse que ces contrats (6,5-7,5 ¢/kWh); sans parler de la biomasse ou de l'éolien.

En refusant de différer, HQD laisse encore ici de l'électricité patrimoniale inutilisée. HQD pouvait différer 2,1 TWh en 2013 et ainsi épargner 63 M\$, en remplaçant cette énergie par de l'énergie patrimoniale autrement perdue. Ce calcul a été confirmé par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2013-021; celle-ci a d'ailleurs réduit de 30 M\$ le budget de HQD (se traduisant par une baisse de 0,3 % des tarifs).

En somme, en 2013, la mauvaise gestion de HQD aurait coûté près de 100 M\$ à ses clients – un impact de près de 1 % sur les tarifs - n'eût été de l'intervention de la Régie, qui a soustrait 30 M\$ au montant prévu pour les approvisionnements, laissant tout de même 70 M\$ absorbés dans les tarifs (une hausse de 0,6 %). En avantageant son fournisseur, HQP, au détriment de ses clients, HQD ne respecte pas son devoir de fiduciaire.

Elle tente par ailleurs de récidiver dans le dossier tarifaire 2014 présentement devant la Régie, en prétendant à nouveau qu'elle ne peut pas différer d'énergie, malgré la décision rendue l'an dernier à l'effet contraire. Il serait préférable qu'à l'avenir HQD démontre davantage d'indépendance face à HQP en s'assurant de minimiser les coûts d'approvisionnement pour ses clients.

Notons enfin que parmi les amendements au projet de loi 25 proposés le 7 juin par le ministre des Finances, une disposition aurait fait perdre à HQD le droit de différer ou d'exporter ses surplus d'énergie. HQD se verrait donc obligée de laisser davantage d'énergie patrimoniale inutilisée et de prendre livraison d'énergie plus dispendieuse. Cette situation est, elle aussi, exacerbée par les 800 MW de nouvelle capacité éolienne, lesquels pèseront lourd sur le bilan énergétique des prochaines années.

E. La « mesure transitoire » du budget 2013-14 – facteur d'insécurité tarifaire

En prétextant une baisse des profits de HQP liés à l'exportation, le gouvernement a proposé, dans son dernier budget, de conserver tous les gains d'efficacité générés par les divisions réglementées d'Hydro-Québec (HQD et HQT), et ce, jusqu'à ce que la Régie détermine les paramètres d'une nouvelle forme de réglementation pour ces entités, à savoir un mécanisme de réglementation incitative. Ces gains allaient être très importants considérant que le gouvernement prévoyait alors réduire de 10 % les effectifs d'Hydro-Québec.

Afin de mettre en application cette mesure transitoire le plus tôt possible, le gouvernement a émis le décret 1135-2012, au début de l'audience sur les tarifs 2013-14, demandant à la Régie de prendre en considération ces orientations dans sa demande tarifaire. Le gouvernement cherchait ainsi à ajouter une charge de 30 M\$ aux revenus requis, ce qui se serait traduit par une hausse additionnelle de 0,3 % des tarifs.

Cette intervention du gouvernement, qui touchait au cœur des pouvoirs de la Régie, a été dénoncée par plusieurs intervenants. La Régie, ultimement, a décidé de ne pas tenir compte de ce décret, le projet de loi 25 n'ayant pas encore été adopté au moment où elle rendait sa décision.

Le gouvernement est toutefois revenu à la charge dans son projet de loi 25 et, malgré certaines critiques de l'opposition, il a finalement obtenu de l'Assemblée nationale le pouvoir de saisir les gains d'efficacité d'Hydro-Québec. Ainsi, l'article 7 de la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012* prévoit que le gouvernement peut déterminer le montant que la Régie devra retenir à titre de charges

d'exploitation dans l'établissement des tarifs de HQT et de HQD. En établissant les charges d'exploitation à un niveau supérieur à celui qui sera réellement engagé, le gouvernement arrivera donc à bonifier le rendement de ces deux divisions. Rappelons que les trop-perçus obtenus au cours des cinq dernières années jouaient essentiellement le même rôle, mais de façon détournée.

Or, au moment d'écrire ces lignes, le gouvernement n'avait pas encore émis tel décret. C'est essentiellement ce qui permet à HQD de dire que ses gains d'efficience – qu'elle estime à 160 M\$ – servent à limiter à 5,8 % la hausse demandée de ses revenus. Cependant, si le gouvernement décidait de saisir ces gains d'efficience, la hausse demandée grimperait à 7,3 %.

Ainsi, le gouvernement pourrait très bien, d'ici à la fin des audiences, émettre un décret visant à déterminer les charges d'exploitation à un niveau lui permettant de conserver ces 160 M\$, voire plus, à son gré. En agissant de la sorte, il viendrait encore une fois enfreindre les principes réglementaires, puisque les tarifs seraient établis à un niveau supérieur, sur la base de coûts artificiellement gonflés.

F. Décret sur l'interfinancement

L'intervention du gouvernement ne vise pas seulement à s'accaparer de revenus additionnels : elle peut aussi toucher la répartition de la facture entre les différents clients d'Hydro-Québec.

Un des principes de base de la tarification des services publics est celui de l'utilisateur-payeur : dans un monde idéal, les tarifs devraient être établis de manière à faire supporter exactement 100 % des coûts du service par ceux qui l'utilisent. À l'inverse, lorsque le tarif d'un utilisateur est établi de manière à ce qu'il défraie plus que les coûts qui lui sont attribuables, pour compenser le manque à gagner découlant d'un tarif trop bas chez un autre utilisateur, on parle d'une subvention ou d'interfinancement.

Si l'interfinancement a des racines historiques au Québec – le tarif résidentiel étant depuis longtemps interfinancé par les autres tarifs – cela n'implique pas qu'il faille le maintenir indéfiniment. Au contraire, en accord avec le principe de l'utilisateur-payeur, il faudrait s'efforcer à le réduire, ne serait-ce qu'à la marge, notamment en attribuant les nouveaux coûts aux utilisateurs qui les causent; ce qui n'empêcherait pas de reconnaître si nécessaire, à la manière d'un droit acquis, l'interfinancement historique sur les « anciens coûts ».

La Régie, dans une décision qu'elle a rendue sur les tarifs de l'année 2007-08, abondait dans ce sens :

« La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs "dans une perspective de développement durable". »²³

23. Décision D-2007-12

Lors de l'audience sur les tarifs de l'année suivante (2008-09), le gouvernement est toutefois intervenu en publiant un décret demandant que *lors de la fixation des tarifs d'électricité, les ajustements tarifaires entre les catégories de consommateurs soient répartis de manière à assurer une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs.*²⁴

Dans sa décision, la Régie s'est déclarée obligée à prendre en compte ce décret, entre autres éléments.²⁵ Elle a par la suite décidé d'appliquer une hausse uniforme de 2,9 % à l'ensemble des tarifs, même si cette augmentation découlait davantage de coûts relatifs à la clientèle résidentielle. À l'inverse, si l'augmentation des différents tarifs avait suivi la causalité des coûts présentée par Hydro-Québec, elle aurait été de 4,4 % pour la clientèle résidentielle et de 1,4 % pour la clientèle industrielle²⁶, et même de 5,3 % pour la clientèle résidentielle et de 0,4 % pour la clientèle industrielle, afin de tenir compte aussi de la causalité des coûts de l'année antérieure (alors que la Régie s'était dite d'accord avec les hausses différenciées).²⁷

Cette iniquité prend une forme additionnelle pour certains grands industriels, lorsque les hausses tarifaires sont appliquées plus amplement sur la composante énergie que sur la composante puissance, faisant en sorte que la hausse du coût de l'électricité soit encore une fois plus marquée pour les industries GCE que pour les plus petits usagers du tarif L.

Notons que les hausses – et les baisses – de tarifs qui ont suivi l'émission de ce décret ont toutes été uniformes, c'est-à-dire que tous les tarifs augmentaient dans la même proportion, sans égard à la causalité des coûts. En fonction de la décision rendue par la Régie dans le dossier tarifaire 2007-08, on peut penser qu'il en aurait été autrement, n'eût été de l'intervention du gouvernement.

3.5 Tarification ou taxation ?

Au cours des dernières années – et surtout de la dernière – le gouvernement et Hydro-Québec ont cherché par tous les moyens à tirer davantage de revenus des consommateurs d'électricité et à leur refiler une partie de la facture du développement économique, à l'encontre des principes fondamentaux de la réglementation. En fait, la tarification s'exerçant sur la base des coûts, ces nouvelles mesures relèvent plutôt de la taxation, quoique de manière détournée.

Certains diront que ce n'est pas grave, que le gouvernement peut se servir de la « marge de manœuvre » des tarifs d'Hydro-Québec, réputés parmi les plus bas en Amérique du nord. Grâce à l'interfinancement des autres classes tarifaires, cela est encore vrai pour le secteur résidentiel, bien que la hausse demandée cette année par Hydro-Québec réduira cet avantage. Dans le cas des consommateurs industriels, qui eux subventionnent déjà la consommation résidentielle à hauteur de 250 M\$ par année, la situation est tout autre. Nous l'avons vu en « 3.1 Compétitivité des tarifs industriels ».

24. Décret 1164-2007

25. Décision D-2008-24, page 119

26. Dossier R-3644-2007, HQD-12, Doc-1, page 17

27. Dossier R-3644-2007, mémoire de l'AQCIÉ et du CIFQ

L'ajout d'une portion « taxation » au tarif industriel le rend de moins en moins concurrentiel. En pareille circonstance, il ne faudrait pas s'étonner que des investissements structurants échappent aux unités industrielles actives au Québec. Or, les usines dans lesquelles on n'investit plus, ou peu, entrent dans la spirale menant à la délocalisation ou à la fermeture. Dans notre situation de surplus d'électricité, la diminution de la consommation industrielle se traduirait aussi par de nouvelles hausses tarifaires pour la clientèle résidentielle. La vitalité du secteur manufacturier profite en cela aussi à l'ensemble de la société.

D'autres diront qu'il est préférable d'augmenter les tarifs des services publics que les taxes sur la consommation, et qu'il est préférable d'augmenter ces taxes et tarifs que les impôts. Il est vrai que la fiscalité crée généralement des distorsions dans l'économie et que certaines distorsions sont moins dommageables que d'autres.²⁸ Cela ne veut toutefois pas dire qu'il faille toujours privilégier une augmentation des tarifs à celle des taxes et impôts (ou à une réduction des dépenses).

Au contraire, la tarification atteint son niveau optimal lorsqu'elle permet de récupérer l'ensemble des coûts requis pour offrir le service en question, et ce, auprès des bonnes personnes. C'est le principe de l'utilisateur-payeur. Lorsque les tarifs dépassent ces coûts, on ne parle plus de tarification mais bien de taxation. Or, non seulement les revenus d'Hydro-Québec sont-ils supérieurs à ses coûts, mais en plus la société d'État arrive à réaliser un rendement enviable, lequel a varié entre 14,5 % et 18,5 % au cours des cinq dernières années.

Le mythe de l'exportation à fort prix

On pourrait répondre qu'une telle analyse est erronée, puisqu'elle ne tient pas compte du coût d'opportunité d'Hydro-Québec, qui pourrait vendre à plus haut prix son électricité sur les marchés avoisinants. Une telle réponse souffre de deux graves lacunes.

D'abord, les interconnexions fonctionnent pratiquement à pleine capacité aux heures de pointe, les plus lucratives. En fait, les surplus de HQP sont tellement importants qu'elle doit aussi exporter de grandes quantités d'énergie à l'extérieur des heures de pointe, alors que le prix sur les marchés tombe souvent sous le niveau du tarif patrimonial. Pour mesurer le véritable coût d'opportunité, c'est ce revenu marginal, plutôt que le revenu moyen, qu'il faut regarder. Dans la situation actuelle, si l'on cherchait à vendre davantage sur les marchés, il faudrait le faire à des heures de moins en moins intéressantes.

En fait, pour vendre ces surplus aux heures lucratives, il faudrait ajouter de la capacité d'exportation à nos interconnexions, une avenue mentionnée dans le document de consultation. Les deux projets auquel ce document fait référence semblent être le *Champlain Hudson Power Express* et le *Northern Pass* qui relieraient le Québec à la Ville de New York et au sud de l'État du New Hampshire, respectivement.

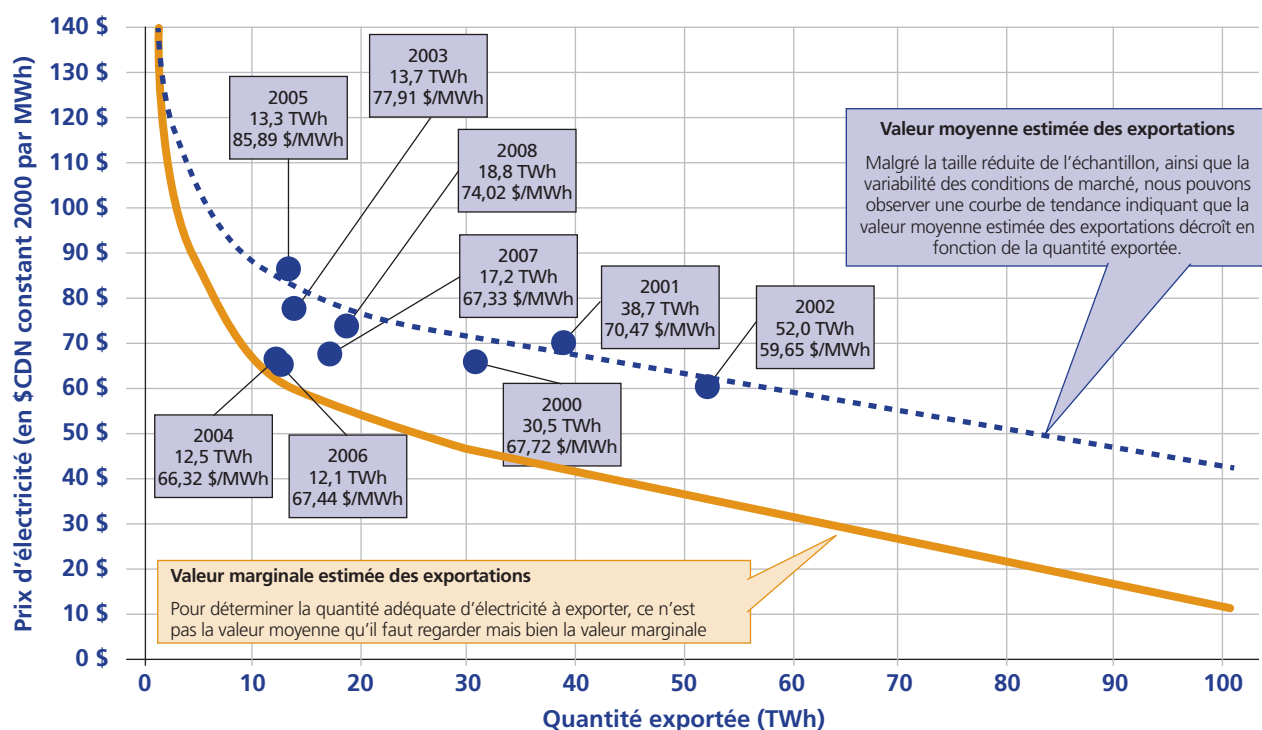
Or, en fonction des données disponibles, nous estimons que les tarifs qui seraient exigés par les propriétaires de ces lignes de transport viendraient éliminer une part importante - voire la totalité - des gains découlant de l'utilisation de ces nouvelles lignes. Sans compter qu'en exportant davantage aux heures de pointe, on risquerait de faire tomber les prix y prévalant, affectant du même coup les ventes que nous effectuons déjà avec nos interconnexions en place. Voir « Annexe C, Rentabilité des nouvelles interconnexions »

28. Dans certains cas, ces taxes peuvent être bénéfiques, notamment lorsqu'elles forcent les individus et entreprises à internaliser le coût de leurs externalités.

Ainsi, pour une très grande part du bloc patrimonial, le coût d'opportunité de HQP n'est pas une donnée pertinente à la détermination de son prix, puisque la société d'État n'obtiendra pas plus sur les marchés.

Si les consommateurs québécois sont captifs d'Hydro-Québec, celle-ci l'est aussi, dans une certaine mesure, de son marché : elle a besoin des consommateurs québécois pour valoriser son électricité. Et cela est d'autant plus vrai dans le secteur industriel, où un kWh d'électricité générera des dépenses locales (main-d'œuvre, achats de biens et service, etc.) de plus de 16 ¢/kWh, sans compter les investissements et les effets structurants sur l'économie, comme nous l'avons vu en « 2.3 Le tarif payé par les industries GCE, rentable pour Hydro-Québec... et très rentables pour le Québec ».

Exportations d'Hydro-Québec sur les marchés de court terme depuis 2000 (incluant les sorties lors de transactions d'échange)



Après 2008, Hydro-Québec rapporte les revenus tirés de l'exportation de telle sorte qu'il n'est plus possible d'identifier précisément le prix moyen tiré des kWh. Pour en avoir une idée il faut désormais faire des extrapolations à partir des prix accordés aux principales interconnexions. Dans un article paru le 10 septembre 2013 dans *La Presse*²⁹, Le pdg d'Hydro-Québec précise : « Le prix du gaz a eu comme effet de faire baisser un peu la rentabilité de nos exportations » à partir de 2008, explique Thierry Vandal. « Plus d'offre, moins de demande, cela a fait casser les prix ». Thierry Vandal ajoute qu'Hydro-Québec exporte actuellement à pleine capacité « Avec 30 térawattheures, on est à la limite des interconnexions ». Ainsi, selon les prix pratiqués actuellement aux interconnexions, un tel volume d'exportation situerait le prix moyen par kWh à environ 4 sous.

29. Denis Lessard - *Énergie renouvelable : le Québec fait une percée aux États-Unis* <http://www.lapresse.ca/actualites/national/201309/10/01-4687782-energie-renouvelable-le-quebec-fait-une-percee-aux-etats-unis.php>

3.6 Vision monopolistique : surinvestissements et approche client

L'AQCIÉ souhaite souligner deux enjeux additionnels, liés au statut de monopole dont jouissent HQD et HQT : une tendance au surinvestissement et une approche client à améliorer.

Surinvestissement

C'est un phénomène bien connu et bien documenté dans tous les manuels d'économie que les services publics dont les tarifs sont déterminés sur la base des coûts, comme HQD et HQT, ont tendance à surinvestir. Non seulement peuvent-elles augmenter leurs tarifs au rythme de leurs investissements, puisqu'elles sont à l'abri de la concurrence, mais elles ont avantage à surinvestir puisque le profit que leur autorisent les organismes de réglementation est proportionnel à leur base de tarification, c'est-à-dire leurs actifs.³⁰ Plus d'investissements, plus d'actifs, plus de profits.

Cette tendance au surinvestissement peut prendre plusieurs formes : achat d'équipement, de systèmes ou de logiciels informatiques qui coûtent en définitive plus cher que les ressources humaines qu'ils visent à remplacer; achat d'équipement de très haute qualité alors que des équipements de moindre coût pourraient suffire. En raison de l'asymétrie d'information et d'expertise jouant en faveur d'Hydro-Québec, qui connaît son réseau mieux que quiconque, il devient difficile, et peu opportun, de rechercher une contre-expertise sur ses demandes d'investissements.

De plus, c'est Hydro-Québec qui élabore elle-même les exigences de raccordement sur son réseau, sous réserve de l'approbation de la Régie. Sachant qu'elle récupérera ses coûts dans les tarifs (en plus d'un rendement), Hydro-Québec peut imposer des normes très contraignantes qui justifieront par la suite l'achat d'équipements à haut prix pour lesquels elle pourra refiler la facture aux consommateurs. Or, ces normes n'entraîneront pas seulement des coûts chez Hydro-Québec, mais aussi chez ceux qui se branchent directement au réseau de transport et qui devront s'ajuster aux nouvelles normes, notamment certains consommateurs industriels.

Il serait donc préférable qu'Hydro-Québec s'assure de ne pas imposer aux utilisateurs de son réseau (y compris soi-même) des normes plus élevées que nécessaire. À cette fin, elle devra être à l'écoute de ses clients qui pourront l'informer des problèmes que peuvent leur causer les normes en question, et tenter de trouver avec eux une solution satisfaisante, tant à l'égard de la fiabilité que des coûts.

Approche client

Sous ce volet, il est manifeste que l'attitude et les réflexes d'Hydro-Québec sont ceux d'une administration gouvernementale très lourde et, malheureusement, très peu adaptée à la réalité et aux besoins des industriels.

Dans plusieurs juridictions, les services publics jouant le même rôle qu'Hydro-Québec, ont développé une approche de proximité avec leurs grands clients industriels, une approche appuyée par une véritable connaissance des impératifs de ces clients et une volonté manifeste de « faire des affaires » avec elles.

Rien de cela ne transpire chez Hydro-Québec, pas plus qu'au gouvernement ou dans ses différents ministères. Or, il peut y avoir des répercussions tragiques à ce manque de proximité avec les industriels, qui garantissent pourtant des dizaines des milliers d'emplois, qui représentent un moteur socio-

30. Voir notamment la décision D-2012-237 de l'*Alberta Utilities Commission*, paragraphe 11, page 3
<http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2012/2012-237.pdf>

économique de régions entières – parfois le seul – et qui produisent une partie irremplaçable du produit intérieur brut du Québec.

Il est contreproductif que l'attention, les décisions et les arrangements ne surviennent qu'une fois la décision prise de délocaliser ou de fermer une industrie. De plus, l'opinion publique voit alors confirmée sa vision négative des industries qui, pourtant, n'auront agi qu'en vertu de l'implacable loi de la compétitivité que tous connaissent d'avance.

Une approche plus ouverte, plus sensible des réalités des grandes entreprises et plus proactive peut faire toute la différence. Elle donne d'ailleurs des preuves éloquentes dans les juridictions qui ont adopté pareille attitude.

Alors que les juridictions avoisinantes, aussi bien qu'à l'échelle mondiale, adoptent une attitude de plus en plus ouverte et proactive à l'égard des industries, Hydro-Québec et le gouvernement ne peuvent se permettre d'entretenir une attitude essentiellement administrative et bureaucratique avec ses propres industries, qui contribuent de façon vitale à la création de richesse et à la qualité de vie des Québécoises et des Québécois.

Du reste, comment expliquer qu'Hydro-Québec consente à exporter de l'électricité à faible prix, sans aucun effet structurant pour le Québec, plutôt que de l'offrir à ses propres industriels à des prix qui leur permettraient de maintenir leurs opérations et d'assurer leur progression, avec toutes les retombées que celles-ci représentent pour les collectivités, les régions et le Québec entier ?

4. Coût des mesures en efficacité énergétique

Dans le document de consultation, on semble considérer de façon linéaire le coût des mesures énergétiques. En effet, à la page 46, note 21, on indique que « *compte tenu d'un coût cumulé de 1,3 milliard de dollars (dollars de 2013) pour des économies annuelles de 6 TWh cumulées après 10 ans, le coût actualisé des économies d'énergie est de l'ordre de 2,5 ¢/kWh (taux d'actualisation nominal de 5,74 %).* »

À la page suivante du document de consultation, ce même coût est présenté comme un coût « actuel », servant à justifier la modification des cibles d'efficacité énergétique : « Puisque le coût actuel de l'efficacité énergétique au Québec, soit 2,5 ¢/kWh (actualisé), est identique au coût moyen des États américains, il ne représente pas un frein à la mise en place de cibles d'efficacité énergétique aussi ambitieuses que celles adoptées par ces autres régions grandes productrices d'hydroélectricité. »

En fait, ce 2,5 ¢/kWh, représente plutôt un coût historique, passé, plutôt que d'un coût « actuel ». Il ne reflète pas nécessairement celui des économies d'énergie futures. Au contraire, on doit s'attendre à ce que ce coût augmente au fur et à mesure que les opportunités les plus rentables d'efficacité énergétique auront été exploitées.

Il en va de même, dans une optique environnementale, de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, les occasions de réduction les plus importantes, les plus rentables et les plus facilement réalisables sur le plan technologique ont vraisemblablement été saisies dans le secteur industriel, ou sont en voie de l'être. Les réductions additionnelles demanderont nécessairement des investissements technologiques plus considérables, pour des résultats moins spectaculaires... et plus difficiles à rentabiliser.³¹

À titre indicatif, HQD nous informe, dans son dossier tarifaire 2014-15, présentement devant la Régie, que les sommes qu'elle s'attend à investir en 2013 dans son Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) totalisent 166 M\$ et qu'elles devraient mener à des économies d'énergie de 576 GWh.

Nous n'avons pas cherché à évaluer de manière précise le coût marginal de l'efficacité énergétique. Cela dit, en se basant sur les données présentées dans le document de consultation à l'appui du coût de 2,5 ¢/kWh, on peut évaluer sommairement à 3,3 ¢/kWh³² le coût des projets d'efficacité énergétique du PGEÉ en 2013. De la même manière, les données prévues pour 2014 (135 M\$ pour 464 GWh) porteraient ce coût à 3,4 ¢/kWh pour cette année là.³³

Ces chiffres indiquent de plus une tendance troublante depuis plusieurs années : la diminution de l'investissement d'Hydro-Québec dans ses programmes d'efficacité énergétique comme le PGEÉ (2013 – 166 M\$; 2014 – 135 M\$). Cette réduction affecte particulièrement les programmes offerts à la

31. On peut aussi pousser ce raisonnement dans le coût de développement des centrales hydroélectriques (incluant le coût de transport), qui augmente au fur et à mesure que l'on en construit, considérant que les « meilleures rivières » sont développées en premier.

32. Nous avons d'abord déterminé un coût par kWh récurrent à partir des données présentées dans le document de consultation : 6 TWh à 1,3 G\$ font 21,7 ¢/kWh récurrent. Nous avons ensuite appliqué le ratio entre ce coût et celui de 2,5 ¢/kWh au coût du kWh récurrent que nous avons calculé avec les données du dossier tarifaire 2013, soit 576 GWh à 166M\$ ou 29 ¢/kWh récurrent.

33. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/222/DocPrj/R-3854-2013-B-0036-Demande-Piece-2013_08_02.pdf pages 7 à 9

grande industrie, malgré qu'ils soient rentables et qu'ils aient un impact parmi les plus favorables³⁴ sur les tarifs d'électricité.

Il est important que les programmes d'efficacité énergétique s'appuient sur les bonnes données, afin d'allouer les ressources forcément limitées de manière à optimiser l'utilisation de nos ressources.

5. Les surplus d'électricité, une occasion de dynamiser la structure industrielle du Québec

Les surplus d'électricité, une anomalie ?

En commission parlementaire au début de l'année, le président-directeur général d'Hydro-Québec chiffrait les surplus d'électricité à 21,4 milliards de kWh, une situation qui ne devrait se résorber qu'à l'horizon de 2020. Selon lui, puisque ces surplus ne peuvent plus être écoulés à bon prix sur les marchés d'exportation, notamment en raison de l'exploitation des gaz de schiste chez nos voisins du Sud, ils représenteraient un coût de l'ordre de 1,5 milliard \$ pour la société québécoise.

Dans les faits, le problème des surplus est encore plus grave. En effet, en fonction des données les plus récentes de HQD, il semblerait qu'ils atteindront les 100 milliards de kWh sur la période 2013-2020³⁵, soit cinq fois plus que le chiffre mis de l'avant par le PDG d'Hydro-Québec, et ce, sans même prendre en compte l'impact de l'ajout de 800 MW de capacité éolienne.

S'il est vrai que la situation s'est empirée depuis cette commission parlementaire, soulignons que le PDG d'Hydro-Québec sous-estimait déjà, à ce moment, l'ampleur des surplus.³⁶

D'où proviennent ces surplus ? Peut-être d'un excès de confiance sur les prix et sur les débouchés à l'exportation, mais aussi d'une demande locale, principalement industrielle, beaucoup plus faible que prévue. La crise économique mondiale de 2008-2009 qui perdure n'y est pas étrangère.

Mais les surplus ne sont pas une anomalie pour le Québec. La mise en exploitation de grands complexes hydroélectriques apporte une surabondance d'électricité, jusqu'à ce que la demande ait rattrapé l'offre, et il faut alors que d'autres complexes soient déjà en chantier afin de pourvoir aux besoins futurs.

34. Un programme sera considéré rentable si, dans l'ensemble, ses coûts sont inférieurs aux bénéfices. Or, un programme peut être rentable et malgré tout avoir un impact à la hausse sur les tarifs, puisque les coûts fixes (principalement de transport et de distribution) sont alors répartis sur un plus petit volume de ventes. C'est d'ailleurs le cas pour la plupart des programmes ces dernières années. Les programmes visant la grande industrie font figure d'exception, entraînant soit un impact marginal ou nul sur les tarifs, ou encore, comme en 2013, un impact à la baisse, c'est-à-dire que l'économie nette des ressources compense entièrement pour l'impact sur le volume des ventes de HQD.

35. Dossier R-3814-2012, Engagement 14 d'HQD et Dossier R-3854, HQD-5, Doc-1

36. Il semblerait que le calcul du PDG d'Hydro-Québec soit basé sur les surplus prévus après le déploiement de certains moyens de gestion, tel que la suspension des activités de la centrale de TCE à Bécancour. Or, pour bien saisir l'ampleur du problème des surplus, il est important de considérer les surplus bruts, c'est-à-dire avant la mise en place de (coûteux) moyens de gestion.

Par contre, l'ajout d'énergie non nécessaire au portefeuille d'Hydro-Québec aggrave le problème actuel. Les coûts de gestion de tous ces surplus exercent une pression indue sur les tarifs d'électricité, nuisant à la compétitivité des industries GCE. Il importe donc de ne pas ajouter aux surplus et d'utiliser ces derniers pour dynamiser le secteur industriel Québécois, ainsi qu'à d'autres fins structurantes pour l'économie québécoise. Destiner cette énergie à une exportation à des faibles prix n'est certes pas la meilleure façon d'en tirer des avantages à moyen et long termes. La surabondance cyclique associée à la grande hydroélectricité a été à l'origine de périodes de croissance inouïe au Québec, elle peut encore l'être.

Transformer les surplus d'électricité en surplus de croissance

Le document de consultation cible l'utilisation de ces surplus comme l'un de ses objectifs, évoquant comme « débouchés » l'électrification des transports et le développement industriel. À terme, l'électrification des transports est une voie d'avenir, tant sur le plan des avantages environnementaux que du développement d'une grappe industrielle associée à ces nouvelles technologies et des bénéfices attendus sur notre balance commerciale.

Dans l'immédiat, alors que viennent à échéance les contrats à partage de risque et la conversion de ces volumes au tarif L, il nous semble urgent de reconsidérer cette conversion qui représente des augmentations de dizaines de millions de dollars pour les industries GCE, notamment dans le secteur de l'aluminium où, nous l'avons vu, le tarif L n'est plus compétitif.

Il est donc essentiel, à très court terme, d'offrir aux industries – qui contribuent déjà au dynamisme économique du Québec et de ses régions – la possibilité de maintenir et d'accroître leurs activités grâce à l'offre de tarifs réellement concurrentiels, sous la forme d'un partage de risque ou sous une autre forme.

Il est tout aussi important d'offrir de tels tarifs pour favoriser l'implantation au Québec de nouvelles industries qui s'assortissent de la création d'une nouvelle richesse.

Le document de consultation traite de l'intérêt de développer un marché d'industries « à valeur ajoutée », faisant sans doute référence à la faible empreinte de carbone associée à l'hydroélectricité. Or, tant que la valeur ajoutée à une faible empreinte de carbone n'est pas mondialement reconnue, le développement de ce marché demeure largement hypothétique. La preuve en est que les industries « à valeur ajoutée » ne se bousculent pas au portillon.

Nous sommes d'avis que, tout en poursuivant le développement de filières émergentes, la nouvelle politique énergétique du Québec doit d'abord et avant tout assurer le maintien et la croissance des grandes industries qui structurent le tissu socio-économique québécois. En octroyant des blocs d'électricité à des conditions qui permettent l'implantation de nouvelles industries et l'ajout de capacité aux industries existantes, le Québec tout entier, et particulièrement ses régions, en profiteront pendant des décennies.

Disposer d'un surplus d'une énergie propre et renouvelable ne peut être un problème que si nous n'avons ni la créativité, ni le sens de l'entrepreneuriat nécessaires pour en tirer profit. Le Québec a l'occasion historique de lancer une nouvelle vague d'industrialisation, plus verte que celle des années 1980 puisque les technologies ont grandement évolué. Une nouvelle vague qui nous profitera d'autant plus dans quelques années, alors que la reprise mondiale se sera affermie.

6. Recommandations

La mondialisation ayant atteint un stade avancé, plusieurs des pays considérés au XX^e siècle comme de nouveaux marchés à conquérir sont devenus concurrents. Si le développement de savoir-faire et de produits exportables demeure une avenue d'avenir pour le Québec, il lui faut aussi protéger ses actifs industriels qu'il serait téméraire de prendre pour acquis.

À l'heure où la concurrence s'intensifie, au Canada, aux États-Unis et partout dans le monde, pour mettre la main sur les retombées économiques et les emplois des industries grandes consommatrices d'électricité, le Québec ne peut se contenter de regarder passivement ses tarifs d'électricité perdre leur attrait. Il en va de la vigueur économique de régions entières du Québec, et du Québec lui-même, puisqu'une relation symbiotique unit ces entreprises au développement de l'une des grandes richesses du Québec, l'hydroélectricité.

Or, le Québec croule littéralement sous les surplus d'électricité et sous les coûts énormes que leur gestion impose. De façon peu sage, de récentes décisions politiques, et notamment l'ajout entièrement non nécessaire de 800 MW d'électricité éolienne, viennent aggraver la situation. Car il y a péril. Les coûts énormes associés à ces surplus forcent une hausse déraisonnable des tarifs industriels.

On pourrait y voir l'annonce de la tempête parfaite : des surplus d'énergie qui s'accumulent, alors que la consommation industrielle faiblirait par manque de compétitivité des tarifs. À ce sombre scénario s'ajoutent les corollaires de ce déclin de la consommation industrielle : pertes d'emplois et de retombées économiques, aggravées par les transferts de fonds nécessaires au soutien de régions entières soudainement privées de leur moteur économique.

À l'évidence, il s'agit d'un scénario catastrophique. Mais un scénario dont la présente consultation sur l'avenir énergétique du Québec ne peut faire l'économie, afin d'assurer qu'il ait de moins en moins de chances de se réaliser, jusqu'à devenir tout à fait impossible, par l'application des mesures nécessaires.

Ces considérations sont peut-être moins enlevantes que la préparation d'une révolution verte et l'atteinte de la meilleure performance environnementale d'Amérique du Nord. Le Québec a besoin, pour que ces pensées inspirantes se matérialisent, de la participation active de ses industries GCE. Et celles-ci ne demandent rien de mieux que de participer, de façon enthousiaste et novatrice, à cet effort collectif.

Pour ce faire, elles ont cependant besoin de conditions qui leur permettent d'affronter la concurrence internationale, à savoir des tarifs d'électricité réellement concurrentiels et une réglementation environnementale qui n'impose pas de contraintes démesurées, en comparaison des grandes juridictions nord-américaines et mondiales.

Les recommandations qui suivent, regroupées selon les objectifs énoncés dans le document de consultation, visent essentiellement une chose : assurer aux industriels actifs au Québec les conditions qui leur permettront de travailler, dans toute la mesure de leurs moyens, à l'atteinte de ces objectifs.

1. Réduire les émissions de gaz à effet de serre

Afin qu'elles puissent poursuivre leur contribution essentielle à la réduction des gaz à effet de serre, les industries GCE s'attendent à ce que les éléments suivants soient pris en considération dans la présente réflexion sur la situation énergétique du Québec :

- Voir reconnaître dans la réglementation, à leur juste valeur, les efforts déjà consentis à la réduction des émissions de GES. Cette reconnaissance est déjà en partie intégrée à la réglementation actuelle, applicable jusqu'en 2020, et il demeure important que la juste valeur des efforts consentis soit toujours considérée dans les réglementations ultérieures.
- Puisque les réductions les plus importantes demandant les solutions technologiques les plus courantes ont été en bonne partie réalisées, les réductions additionnelles exigeront des efforts plus ciblés et soutenus, ainsi que le recours à des technologies plus poussées et coûteuses. Afin de ne pas imposer aux industries un fardeau disproportionné en comparaison de ce qui est demandé de leurs concurrents nord-américains et internationaux, les cibles de réduction visées par voie réglementaire devront être compatibles avec celles des autres juridictions.

Les objectifs de réduction des GES à l'horizon de 2020 énoncés par le gouvernement sortant étaient de 20 % sous le seuil de 2005. Cet engagement est déjà très ambitieux en comparaison de ceux énoncés par d'autres gouvernements, dont plusieurs n'en ont aucun. L'engagement envers une cible de réduction plus agressive ne devrait pas être pris sans effectuer d'abord des études de faisabilité et d'impact sur l'économie québécoise.

- Tout engagement plus ambitieux que celui des autres juridictions doit s'assortir de mesures de soutien technologique et financier appropriées, afin de permettre aux industries GCE de soutenir la concurrence internationale. Les fonds recueillis dans le cadre du système de plafonnement et d'échange étant voués à des projets de réductions de GES par l'entremise du Fonds Vert, il faut s'assurer qu'une partie adéquate de ce montant soit rendu disponible pour les industries GCE, et cela dans la mesure des réductions d'émissions attendues d'elles.
- Tant et aussi longtemps que la reconnaissance de la valeur additionnelle des produits à faible empreinte de carbone ne sera pas largement reconnue dans les marchés mondiaux, la réglementation québécoise ne doit pas imposer aux entreprises des charges additionnelles, comme s'il s'agissait d'un fait avéré.
- Le gouvernement du Québec doit continuer de s'engager auprès du gouvernement fédéral pour faire reconnaître son Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) afin d'éviter l'imposition d'une double réglementation. À défaut de quoi l'industrie québécoise subira un fardeau supplémentaire en comparaison non seulement de ses concurrents étrangers, mais canadiens aussi.

2. Utiliser les surplus d'électricité pour accentuer l'électrification des transports et développer l'industrie

Bien que l'avantage environnemental de l'électrification des transports soit évident, les retombées relatives aux emplois et à l'activité économique que cette activité pourrait créer au Québec demeurent à démontrer. Cela étant, les surplus d'électricité sont si importants dans une perspective de moyen terme que l'électrification des transports, en réduisant les coûts associés à la gestion de ces surplus, représenterait déjà à cet égard une amélioration.

- Il est cependant essentiel que le financement des initiatives d'électrification des transports se fasse, idéalement, par des fonds autogénérés ou, sinon, par les voies normales de financement du développement économique régional ou sectoriel. Il ne devrait en aucun cas se faire par la voie des tarifs d'électricité.

Les avantages associés à l'activité des industries GCE, qui se traduisent notamment par des dépenses d'exploitation équivalentes à plus de 16 ¢/kWh consommé, justifient amplement qu'une partie des surplus d'électricité servent au développement de l'industrie. À cette fin, la politique énergétique doit assurer que les tarifs d'électricité offerts aux industriels québécois soient : concurrentiels, stables, prévisibles et flexibles.

- Afin de maintenir, pérenniser et développer l'industrie québécoise, il est impératif de rendre le tarif L plus concurrentiel.
- La négociation de contrats à partage de risque doit être considérée pour faciliter l'implantation de nouvelles industries, soutenir la croissance des industries implantées au Québec et, lorsque requis, assurer le maintien des activités existantes.
- Les objectifs visés par la création de la Régie de l'énergie, dans le cadre de la consultation publique de 1995 sur la politique énergétique du Québec, sont toujours d'actualité : un mode de régulation transparent et équitable; des pouvoirs décisionnels, une mission précise; un organisme crédible et efficace doté de pouvoirs étendus; une ouverture sur la déréglementation. La nouvelle politique devrait s'inscrire dans la poursuite de ces objectifs, notamment en assurant que :
 - La Régie de l'énergie dispose en tout temps de ses prérogatives et droits pleins et entiers. Ses membres doivent également être assurés d'une réelle indépendance face au gouvernement;
 - Le gouvernement ne puisse, par voie de décret ou autrement, exercer une influence sur l'établissement des tarifs d'électricité ou sur les approvisionnements en électricité d'Hydro-Québec;
 - Le gouvernement ne puisse affecter à la tarification de l'électricité des fins autres que la couverture des coûts et la rémunération raisonnable d'Hydro-Québec, et en aucun cas défrayer, à même les tarifs, des incitatifs ou des subventions à des filières énergétiques particulières.

3. Favoriser l'efficacité énergétique dans tous les secteurs et pour toutes les sources d'énergie pour le développement des régions

De par leur nature même, puisque l'électricité compose de 25 % à plus de 75 % de leurs coûts de fabrication, les industries GCE sont pleinement engagées dans l'efficacité énergétique. Les gains rentables pour l'entreprise participante sont déjà largement réalisés.

- Afin de favoriser les gains additionnels d'efficacité énergétique, la politique énergétique du Québec doit donc prévoir des programmes de soutien technologique et financier pour permettre aux entreprises participantes d'atteindre les réductions additionnelles demandées d'elles, sans nuire à leur compétitivité.
- Les ressources allouées aux programmes tels que le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) d'Hydro-Québec devraient être proportionnelles aux objectifs de la politique énergétique québécoise, notamment du fait que les gains marginaux sont plus coûteux à réaliser. De tels programmes ne doivent toutefois pas exercer de pression à la hausse induite sur les tarifs d'électricité.

4. Miser sur la production d'énergies renouvelables (hydroélectricité et éolien) et développer les énergies renouvelables émergentes (hydrolienne, solaire passif, géothermique, etc.) en favorisant le développement et l'innovation

Sous la réserve bien évidente qu'en période prolongée de surplus d'électricité il soit contre-productif de vouloir ajouter au problème, l'utilisation des énergies renouvelables est souhaitable, dans le respect de l'utilisation de la bonne énergie au bon endroit.

La reconnaissance éventuelle de la valeur ajoutée des produits à faible empreinte de carbone aidera au développement de ces énergies et, bien qu'elles soient porteuses d'avenir il faut s'assurer que :

- Le développement des énergies renouvelables et émergentes se fasse dans le respect des besoins réels d'Hydro-Québec;
- Les éventuels appels d'offres de cette dernière pour des capacités additionnelles se fassent de façon ouverte et non sur la base d'une filière particulière;
- Le financement de ces filières se fasse par les voies régulières du développement économique ou sectoriel, non par la voie des tarifs d'électricité.

5. Explorer et exploiter de façon responsable les réserves d'hydrocarbures du territoire et valoriser cette ressource afin d'enrichir tous les Québécois

Dans le respect de l'utilisation de la bonne énergie au bon endroit, les industriels québécois devraient de façon positive l'utilisation de produits pétroliers et gaziers québécois, dans la mesure où :

- Les produits soient compatibles avec leurs procédés industriels;
- Leur exploitation soit respectueuse de l'environnement et des communautés;
- Leur prix soit concurrentiel.

6. Assurer à long terme la sécurité et la diversité des approvisionnements énergétiques au Québec

Les industries GCE ne peuvent qu'appuyer toute mesure allant dans ce sens, puisque la qualité, la quantité et la variété des approvisionnements énergétiques sont au cœur de l'activité économique du Québec.

Et un objectif de plus : informer les citoyens sur la réalité des tarifs et des contrats à partage de risque

Rien ne peut s'accomplir aujourd'hui sans acceptabilité sociale. Cela est d'autant plus vrai au Québec, où le sens de l'entrepreneuriat est moins largement partagé et où les entreprises sont généralement considérées de façon moins favorable qu'ailleurs au Canada et en Amérique du Nord.

Afin que le gouvernement dispose de la latitude et de l'appui populaire nécessaires à une relance de l'industrialisation au Québec, encore plus verte et plus efficace sur le plan énergétique, il est important que les citoyens soient renseignés sur la véritable nature des tarifs d'électricité, où les industriels interfinancent la consommation résidentielle, et sur les retombées économiques associées aux activités des industries GCE.

Afin de prendre des décisions éclairées à l'égard de la politique énergétique québécoise, les citoyens doivent savoir qu'il existe une marge réelle pour rendre le tarif L plus concurrentiel et consentir des contrats à partage de risque, tout en créant une richesse additionnelle dont tous les Québécois profiteront.

7. Annexes

Annexe A

Évolution de la Régie de l'énergie

Entre 1996 et 2001, le législateur québécois a jeté les bases du cadre actuel de la tarification de l'électricité au Québec. Le gouvernement d'alors était très fier de cette réforme qui devait emmener stabilité, équité et transparence dans l'établissement des tarifs d'électricité. On parlait ainsi de dépolitiser la question des tarifs en la confiant à un tribunal d'experts indépendants, la Régie de l'énergie, pour les déterminer en fonction de principes objectifs, tels que celui de l'utilisateur-payeur, et dans le cadre d'un débat ouvert. Voici ce qu'en disait le ministre des ressources naturelles de l'époque :

« La création d'une Régie de l'énergie, dotée de pouvoirs décisionnels, apportera transparence et équité dans le fonctionnement du secteur énergétique québécois, dans la définition des tarifs des entreprises réglementées. Sa mise en place garantira que les choix d'investissement sont effectués en connaissance de cause et que le public y participe pleinement. »³⁷

En dépolitisant le débat, on voulait notamment éviter que les hausses et les baisses se fassent au gré des sondages et de l'imminence des élections³⁸, ou en fonction des besoins de liquidités de l'État. On voulait aussi trouver un autre forum que celui des commissions de l'Assemblée nationale, lequel « ne permettait pas un examen suffisamment approfondi des causes tarifaires, en raison du temps disponible à la commission parlementaire, des ressources limitées à la disposition du ministère des Ressources naturelles, ainsi que de la difficulté de contre-expertiser adéquatement la haute direction d'Hydro-Québec. »³⁹ On cherchait enfin à s'attaquer au conflit d'intérêt découlant du double rôle assumé par l'État, le gouvernement étant alors à la fois régulateur et actionnaire.

En fonction du cadre réglementaire instauré en 1996 par la Loi sur la Régie de l'énergie ou Loi 50⁴⁰, la Régie avait compétence pour traiter non seulement des composantes « distribution » et « transport » des tarifs, comme c'est présentement le cas, mais aussi de la composante « fourniture ». ⁴¹ Dans un avis qu'elle a rendu sur la question le 11 août 1998, la Régie a recommandé que cette dernière composante des tarifs soit basée sur les coûts d'Hydro-Québec Production (HQP). La Régie recommandait aussi que les risques et bénéfices inhérents aux exportations et aux contrats à partage de risque soient assumés par l'actionnaire d'Hydro-Québec (le gouvernement) plutôt que par les consommateurs.

37. [L'Énergie au service du Québec : une perspective de développement durable](#). Ministère des ressources naturelles. 1996. Page 3.

38 Voir notamment : Jean-Thomas Bernard & Stephen Gordon & Josée Tremblay, 1997. « [Electricity Prices and Elections in Quebec](#), » [Canadian Journal of Economics](#), Canadian Economics Association, vol. 30(3), pages 505-25, August.

39 *Supra*, note 1, page 20

40. Le projet de loi 50 est devenu la *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.Q. 1996, ch. 61

41. Afin d'offrir de l'électricité à ses clients, HQD doit elle-même l'acheter de ses fournisseurs. Le prix payé par HQD pour ces approvisionnements sera reflété dans le tarif d'électricité à travers sa composante « fourniture », à laquelle s'ajoutent les composantes « transport » (payée à HQT) et « distribution » (coûts et actifs de HQD).

Modification des pouvoirs de la Régie en l'an 2000

Cette dernière recommandation a été reprise le 26 mai 2000 par le ministre des Ressources naturelles de l'époque lors de son allocution devant l'Assemblée nationale, à l'égard du projet de loi 116⁴².

« Il y a d'autres modifications également, M. le Président, qui touchent Hydro-Québec. Le gouvernement donne suite aux recommandations de la Régie et assumera tous les risques et les bénéfices qui sont reliés soit aux exportations soit aux contrats spéciaux. C'est ce que la Régie recommandait, c'est ce qui va se faire. »

De manière générale, ce projet de loi 116 venait modifier les pouvoirs de la Régie pour permettre à HQP d'échapper à la réglementation. À cette fin, on a « fonctionnellement séparé » la division Distribution (HQD) du reste d'Hydro-Québec – y compris de HQP – comme on l'avait fait en 1997 avec la division TransÉnergie (HQT), répondant alors aux demandes de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) des États-Unis.

La loi 116 venait aussi établir le coût de la composante fourniture des tarifs à 2,79 ¢/kWh jusqu'à ce que la consommation atteigne 165 TWh; au-delà de ce « bloc patrimonial », fourni par HQP, HQD comblerait ses besoins d'approvisionnement en procédant à des appels d'offres. Tant pour la détermination de ses besoins que pour la conduite des appels d'offres et la conclusion de nouveaux contrats d'approvisionnement, HQD serait soumise à la compétence de la Régie.

Ce tarif patrimonial de 2,79 ¢/kWh entraînait un coût de fourniture plus élevé que celui qui eût prévalu si le gouvernement avait suivi l'avis de la Régie et déterminé cette composante sur la base du coût réel de HQP. À l'assemblée nationale, l'opposition avait alors dénoncé ce qu'elle considérait être un accroc au « pacte social » de 1962 – par lequel la population québécoise a accepté de suivre son gouvernement dans le projet de nationalisation d'Hydro-Québec en échange de tarifs résidentiels bas et de stabilité tarifaire.

Si cette séparation a permis au gouvernement de mettre la main sur la rente économique associée aux activités d'exportation, elle lui en faisait toutefois assumer les risques. HQP recevait aussi la facture pour les contrats à partage de risque, c'est-à-dire qu'elle était appelée à compenser HQD lorsque les revenus perçus des détenteurs de tels contrats étaient inférieurs aux coûts que ceux-ci engendraient. De cette manière, le gouvernement pouvait se servir d'Hydro-Québec à des fins de développement économique et régional sans en faire payer le coût par les consommateurs d'électricité, lesquels étaient ainsi tenus indemnes.

Face à cette situation, les consommateurs étaient donc en droit de s'attendre, à tout le moins, à ce que le cadre réglementaire soit fixé pour de bon et que le gouvernement laisse dès lors la Régie faire son travail, c'est-à-dire fixer les tarifs en fonction des principes réglementaires, sans intervention politique. D'ailleurs, le ministre responsable du projet de loi 116 avait annoncé que le tarif patrimonial n'allait pas augmenter mais qu'au contraire, il allait baisser en fonction de l'amortissement cumulé sur les installations de production :

42. Ce projet de loi a été adopté comme la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, L.Q. 2000, ch. 22

«Ce qui est important, c'est que non seulement il est bas, ce prix-là, ce prix patrimonial, mais, en plus, il ne pourra pas augmenter, il va juste pouvoir baisser, c'est dans la loi. Il n'augmentera pas, il va juste pouvoir baisser, et il va baisser sur décision du gouvernement, pour être revu à la baisse, parce qu'il va arriver, au fil des années, avec l'amortissement des vieilles installations, que le taux de rendement en production va être appelé à augmenter, et il pourra arriver à ce moment-là que le gouvernement dise: Bon, bien, là, le taux de rendement de production est nettement trop élevé, on le baisse. Et comment le baisser? Bien, on va baisser le tarif patrimonial. La seule possibilité, c'est la baisse. »⁴³

Il a poursuivi en ajoutant que :

«M. le Président, ce que le projet de loi n° 116 propose, c'est de protéger par voie législative et pour longtemps les acquis de la nationalisation de l'électricité dont les Québécois seuls ont supporté les coûts pendant des années.»

En somme, le projet de loi 116⁴⁴ par son adoption, est venu scinder Hydro-Québec (de laquelle on avait déjà extrait HQT) en deux. D'un côté, on retrouvait dorénavant HQD, une division réglementée (dont les tarifs sont basés sur les coûts) vouée presque exclusivement à la distribution d'électricité. HQP, d'un autre côté, se retrouvait déréglementée, c'est-à-dire que ses revenus dépendraient du marché plutôt que des décisions d'un régulateur. Le gouvernement pouvait ainsi se servir de HQP comme outil de développement économique de même que pour réaliser de lucratives ventes sur les marchés d'exportation, mais devait en contrepartie assumer les coûts et les risques en découlant, selon le cas.

Le tarif patrimonial, quant à lui, permettait de faire le pont entre ces deux mondes (réglementé/HQD et non-réglementé/HQP), et était voué à ne jamais augmenter, mais plutôt descendre, dans l'esprit du « pacte social ». On devait donc s'attendre à ce que les hausses des tarifs d'électricité à venir, le cas échéant, soient en lien avec les besoins du réseau, et non avec ceux du gouvernement.

Notons enfin que la loi 22 venait aussi donner au gouvernement le pouvoir de contraindre HQD à combler une partie de ses besoins d'approvisionnement en électricité d'une source particulière (biomasse, éolien, petite hydro, etc.). Ce pouvoir a été utilisé à plusieurs reprises, y compris, malheureusement, lorsque HQD se retrouvait déjà en situation de surplus, ce qui venait aggraver la situation. C'est encore ce que le gouvernement entend faire avec son dernier appel d'offres de 800 MW.

43. Journal des débats à l'assemblée nationale, 26 mai 2000

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

Annexe B

Surcoûts, surplus et subvention implicite à l'industrie éolienne

Hydro-Québec Distribution (HQD) possède présentement, et pour de nombreuses années encore, d'importants surplus d'électricité, une situation qui découle en partie du contexte économique. Sans cela, elle devrait conclure à l'occasion de nouvelles ententes d'achat d'électricité pour faire face à la croissance de la demande. C'est d'ailleurs ce qu'elle a fait en 2003, en signant des contrats avec TransCanada Energy (TCE), pour 507 MW, et avec Hydro-Québec Production (HQP), pour 250 et 350 MW, ce qui semblait nécessaire en raison de l'évaluation des besoins à cette époque.

Contrairement aux blocs d'énergie d'une source particulière d'énergie (éolienne, biomasse, etc.), l'appel d'offres ayant mené à ces contrats était ouvert à toutes les sources d'énergie. On peut ainsi penser que les prix qui en ont découlé sont concurrentiels et représentent le prix du marché.⁴⁵

Si HQD devait lancer un nouvel appel d'offres aujourd'hui, on pourrait penser que l'offre la plus concurrentielle serait celle de HQP, suivie de très près par celle d'un exploitant d'une centrale au gaz naturel, comme celle de TCE. En considérant que le coût marginal de production de HQP est presque nul (ses barrages sont déjà construits, ou le seront de toute façon), celle-ci fixera son prix dans une fourchette se situant entre son coût d'opportunité, soit le prix de vente sur les marchés d'exportation, et le coût de production de son plus proche concurrent, soit une nouvelle centrale au gaz. On pourrait s'attendre à ce que ce prix soit dans la partie supérieure de cette fourchette.

En fonction des données disponibles, notamment des attentes à l'égard du prix du gaz naturel et des droits d'émission de gaz à effet de serre (GES), le coût de production d'une centrale au gaz avoisinerait les 7 ¢/kWh au cours des prochaines années, en dollars constants⁴⁶ - peut-être un peu plus en fonction du prix d'éventuels droits d'émission de GES. Et puisque HQP proposerait une soumission sans doute un peu plus basse, 7 ¢/kWh serait un prix raisonnable pour de nouveaux approvisionnements à long terme d'électricité. En comparant le coût encouru pour l'énergie éolienne à ce prix de 7 ¢/kWh, on peut ainsi quantifier le montant de la subvention indirecte versée au producteur éolien.

On pourrait ainsi calculer le montant de la subvention associée aux quelque 3 140 MW présentement sous contrat. Ici, le coût est un peu plus bas, à près de 11 ¢/kWh, ce qui entraîne une subvention implicite de 4 ¢/kWh, soit près de 350 M\$ par année⁴⁷. À titre comparatif, un chercheur de l'Institut

45. Notons que ce prix est plus élevé que le prix de l'énergie sur les marchés de court terme puisqu'il tient compte d'une prime de puissance, considérant qu'il faut généralement installer de nouvelles centrales pour garantir cette puissance.

46. Estimation basée sur un coût de l'énergie de 4 à 5 ¢/kWh, auquel on ajoute une prime de puissance de 2 ¢/kWh, ainsi qu'un coût du carbone de 0,5 ¢/kWh. Le coût de l'énergie est basé sur celui divulgué par HQD lors des dossiers annuels sur la suspension du contrat HQD-TCE des quatre dernières années (environ 4 ¢/kWh), que l'on permet de croître jusqu'à 5 ¢/kWh en fonction des prévisions de l'*Energy information agency* américaine. La prime de puissance est en fait une estimation de la prime de puissance confidentielle payée par HQD à TCE, soit 90 M\$ par année (ou environ 2,1 ¢/kWh pour 4,3 TWh), en fonction des données disponibles dans les dossiers tarifaires. Quant au coût du carbone, il s'agit du coût suggéré par HQD dans le dernier dossier tarifaire. Notons que notre estimation s'approche de celle de la *U.S. Energy Information Administration* (EIA) (6,5 à 6,7 ¢/kWh) : http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

47. Le coût exact dépendra de l'énergie fournie par les éoliennes. Historiquement, elles produisent environ 11% de moins que ce qui était prévu à l'origine, ce qui implique une baisse du montant absolu – en M\$ – de la subvention implicite qui leur est accordée.

économique de Montréal a calculé, en fonction d'une méthodologie différente, une subvention implicite de 8,38 ¢/kWh, soit 695 M\$ par année.⁴⁸

Par ailleurs, selon les plus récentes prévisions, la situation de surplus d'électricité durera encore pendant plusieurs années. La gestion de ces surplus entraîne un coût supplémentaire que l'on peut calculer en soustrayant du prix « normal » d'achat des approvisionnements – soit les 7 ¢/kWh calculés précédemment – les revenus nets que tire HQD de la vente de ces surplus sur les marchés. Or, ces dernières années, les prix sont tellement bas que HQD juge préférable de laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée, afin de compenser ces surplus, plutôt que de les revendre. Dans ce cas, le coût de gestion des surplus atteint donc près de 4,5 ¢/kWh, en considérant que l'électricité patrimoniale coûte environ 2,6 ¢/kWh (incluant les pertes).

Dans le cas de l'éolien déjà installé, il ne serait pas approprié d'ajouter le coût de gestion des surplus en entier à la subvention implicite de 4 ¢/kWh, car, exception faite du troisième appel d'offres (2 x 250 MW en 2009) les surplus sont dans une large mesure attribuables à des prévisions des besoins d'HQD trop optimistes faites par le passé. En effet, lorsque les décrets visant l'acquisition des deux premiers blocs d'énergie éolienne – soit plus de 90 % de la capacité éolienne présentement sous contrat – ont été émis, en 2003 et 2005, HQD prévoyait effectuer suffisamment de ventes pour écouler toute cette énergie⁴⁹. Elle s'attendait donc à devoir acheter la même quantité d'énergie de toute façon, que ce soit des éoliennes ou à travers un appel d'offres général comme celui de 2002.

On peut toutefois se demander si HQD et le gouvernement n'auraient pas dû réduire la cible du deuxième appel d'offres avant de signer les contrats afférents, en juin 2008, à la lumière des plus récentes prévisions.⁵⁰ On peut aussi se demander si, n'eût été du décret relatif au deuxième appel d'offres éolien, HQD n'aurait pas attendu quelques années avant de lancer des appels d'offres pour la même quantité d'énergie, ce qui lui aurait permis de profiter de prévisions plus récentes.

Quant aux contrats signés lors du troisième appel d'offres, de même que ceux qui seront conclus dans le cadre de l'appel d'offres lancé le 28 août 2013 par le gouvernement (450 MW) et des contrats qui seront conclus suite à l'adoption du projet de loi 25 (150 MW), on doit tenir compte à la fois de la subvention implicite et du coût de gestion des surplus, puisque la situation des surplus est connue lors du lancement de l'appel d'offres. Même dans le cas de l'appel d'offres de 450 MW, pour lequel le gouvernement a fixé un prix maximal de 9,5 ¢/kWh, le surcoût payé est important : en présumant qu'il en coûte 1 ¢/kWh de frais de branchement, c'est donc de l'électricité à 10,5 ¢/kWh qui remplacera de l'électricité patrimoniale à 2,6 ¢/kWh, soit un surcoût de près de 8 ¢/kWh, ou 100 M\$ par année⁵¹, entraînant un impact de 0,9 % sur les tarifs.

La part, excédentaire dès l'origine, des 800 MW d'éolien additionnels annoncés récemment par le gouvernement et que HQD devra se procurer ne peut représenter qu'un fardeau additionnel, tant pour le bilan d'approvisionnement d'Hydro-Québec que pour ses clients qui en paieront les frais.

48. *Les coûts croissants de la production d'électricité au Québec*, par Youri Chassin. Pour déterminer le montant de sa subvention, M. Chassin calcule un tarif d'électricité pour chaque source d'approvisionnement (celui de l'éolien est estimé à 14,14 ¢/kWh), qu'il compare au prix de vente moyen d'Hydro-Québec, au Québec et sur les marchés d'exportation, qu'il estime à 5,76 ¢/kWh. Voir http://www.iedm.org/files/note0613_fr.pdf et <http://www.iedm.org/files/annexe0613.pdf>

49. Voir l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 2005-2014, déposé une semaine après l'émission des décrets du deuxième appel d'offres pour de l'énergie éolienne. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Etat-avancement2005_19oct05.pdf page 27

50. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Etat-avancement_2008_31oct08.pdf page 28

51. En présumant un facteur d'utilisation de 31 %

Annexe C

Rentabilité des nouvelles interconnexions

Le gouvernement semble miser sur de nouvelles interconnexions pour maximiser les revenus d'exportation, le *Champlain Hudson Power Express* (CHPE) et le *Northern Pass* (NP) qui relieraient le Québec à la Ville de New York et au sud de l'État du New Hampshire, respectivement.

En fonction des données disponibles, nous estimons de manière sommaire qu'il en coûterait jusqu'à 175 M\$ par année pour acheminer de l'électricité sur NP et peut-être jusqu'à 350 M\$ sur CHPE⁵², en plus d'investissements de près de 400 M\$, dans chaque cas, du côté québécois.⁵³ En supposant un facteur d'utilisation de 80 % en mode export (ce qui implique qu'on réalise aussi beaucoup de ventes hors heures de pointe), le coût serait donc de 20-25 \$/MWh pour NP et de 50 \$/MWh sur CHPE, du moins pour les 10 à 20 premières années. Évidemment, il ne s'agit que d'une estimation sommaire, en fonction de données incomplètes.

Ces nouvelles interconnexions permettraient d'exporter davantage aux heures les plus lucratives, et CHPE permettrait de vendre puissance et énergie à un point particulièrement rentable du réseau new-yorkais, la ville de New York, où les tarifs atteignent souvent des niveaux très élevés. Cependant, le gain espéré, en comparaison de la vente d'énergie sur les interconnexions existantes à des heures moins lucratives, ne semble pas justifier les coûts d'utilisation de ces lignes.

Ces interconnexions permettraient par ailleurs d'accroître le volume d'importation d'électricité aux heures de bas prix pour la revendre aux heures de haut prix.⁵⁴ Or, en fonction des pertes sur les réseaux de transport et des droits d'émission exigibles pour importer de l'électricité produite au charbon ou au gaz naturel, le gain espéré n'apparaît pas énorme.

On peut penser que ces tarifs diminueraient avec le temps en fonction de l'amortissement cumulé : ainsi, peut-être qu'en 2040 ces lignes pourraient s'avérer rentable. Or, c'est au plus tard en 2041 qu'expire le contrat entre Churchill Falls (Labrador) Corporation (CF(L)Co) et Hydro-Québec pour l'achat d'électricité. Traditionnellement, ce contrat contribue à hauteur de 34 TWh au bilan annuel en énergie d'Hydro-Québec Production⁵⁵, soit à peine plus que l'ensemble des exportations nettes d'électricité en 2012, selon le rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec.⁵⁶ Considérant que la fermeture de Gentilly-2 a soustrait 5 TWh à ce bilan, mais que la mise en service de la Romaine y ajoutera environ 8 TWh à terme, la marge de manœuvre d'Hydro-Québec pour exporter sera bien mince si elle ne peut compter sur l'énergie à faible coût de Churchill Falls. Il lui faudra alors s'en remettre surtout à sa capacité de stocker de l'énergie pour tirer profit de transactions d'achat-vente. La capacité additionnelle des nouvelles interconnexions demeurerait coûteuse, si elle ne peut être pleinement utilisée.

52. Voir à ce sujet un article d'Olivier Charest paru dans le bulletin *L'Énergique* du mois de décembre 2012 :

http://www.aqcie.org/pdf/Energique_decembre_2012.pdf

53. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/89/DocPri/R-3823-2012-C-HQT-0036-Preuve-Dec-2013_08_06.pdf pages 24 et 26

54. D'autant plus que nos hypothèses sur les tarifs d'utilisation de cette ligne attribuent tous les coûts à l'exportation; l'importation serait donc « gratuite ».

55. Voir le Plan stratégie 2009-2013 d'Hydro-Québec, page 18. Il semblerait par ailleurs que cette quantité, pour la période 2016-2041, fasse l'objet d'un différend entre Hydro-Québec et Churchill Falls (Labrador) Corporation ayant pris la forme d'un recours devant les tribunaux. Voir notamment :

<http://www.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2013/07/22/011-hydro-quebec-churchill-falls-cour-superieure.shtml>

56. Page 11. En fait, comme l'énergie de Churchill Falls est techniquement importée de la province de Terre-Neuve et Labrador, elle devrait être soustraite du calcul des exportations nettes.

Hydro-Québec pourrait alors se lancer dans la construction de nouveaux barrages. Or, en présumant des coûts de production de 6-7 ¢/kWh, en plus des coûts de transport et des pertes sur les réseaux québécois et étranger, il faudrait que les prix sur les marchés d'exportation connaissent une hausse importante pour rentabiliser à la fois les nouvelles lignes de transport et les barrages.

Tel que mentionné, l'analyse qui précède n'est que sommaire; il se pourrait donc que ces projet, ou à tout le moins l'un d'entre eux, s'avère rentable. Ce serait toutefois à Hydro-Québec, qui s'apprête à y investir des centaines de millions \$, de le démontrer.

Advenant qu'Hydro-Québec décide de poursuivre dans cette direction, et que l'aventure ne s'avère pas rentable, les prochains gouvernements doivent en tenir indemnes les clients d'Hydro-Québec Distribution, en imputant les éventuels écarts aux activités non réglementées d'Hydro-Québec Production.

Annexe D

Bilan en énergie – conséquences inquiétantes des surplus d'électricité



Demande R-3814-2012

Engagement n° 14 :

Compléter le tableau E7-A « Bilan en énergie » de la pièce HQD-01, document 2.8 jusqu'à l'année 2027 [libellé non officiel].
(Demandé par UC)

Réponse à l'engagement n° 14 :

Tableau E-14
Bilan en énergie (en TWh)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Besoins visés par le Plan	186,2	187,0	189,2	193,8	194,6	195,8	196,5	197,7	197,0	198,2	199,5	201,5	202,0	203,1	204,0
- Volume d'électricité patrimoniale (dont patrimonial inutilisé)	174,6	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	11,6	8,3	10,4	14,9	15,7	16,9	17,6	18,8	18,2	19,3	20,7	22,6	23,1	24,3	25,2
- Appro. non patrimoniaux	11,6	14,3	16,2	19,5	19,6	19,0	19,5	20,2	20,1	20,3	20,4	20,7	21,1	20,8	15,9
• TransCanada Energy	-	-	-	1,1	1,1	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,8	1,1
• HQP - Base et cyclable	4,4	4,5	4,6	4,8	4,7	3,5	3,5	3,6	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4	4,8	1,4
• Cyclable	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	0,4
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5
• Énergie différée	-	-	-	-	(0,3)	(1,8)	(1,8)	(1,8)	(1,8)	(1,7)	(1,7)	(1,5)	(1,5)	(1,3)	-
• Énergie rappelée	0,8	0,8	0,9	0,9	1,1	1,3	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	0,6
• Autres contrats de long terme	6,4	8,9	10,4	12,0	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	11,5
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
• Éolien I : 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
• Éolien II : 2000 MW	2,8	4,3	5,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2	6,1	6,1	6,1	6,2	6,1	6,1	6,1
• Éolien III : 500 MW	0,0	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Biomasse II : 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Biomasse III : 150 MW	0,2	0,6	0,7	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
• Achats de court terme	0,7	1,0	1,3	1,1	1,8	2,4	2,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• Achats de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,6	1,3	2,2	2,5	3,9	9,5
= AAR (Surplus)	-	(6,0)	(5,9)	(4,1)	(3,9)	(2,1)	(1,9)	(1,4)	(2,0)	(1,6)	(1,1)	(0,3)	(0,5)	(0,4)	(0,2)

Original : 2012-12-14

HQD-16, document 7
Page 3 de 3

Cela fait plusieurs années qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) révisé à la baisse la prévision de ses besoins. Ainsi, dans son plan d'approvisionnement 2008-2017, déposé le 1^{er} novembre 2007, elle mentionnait ceci :

«Parmi les faits marquants de la gestion de l'équilibre de l'offre et de la demande, il est important de relever les baisses successives de la prévision de la demande lors des trois dernières années. À titre d'exemple, les besoins en énergie pour l'horizon 2008, d'abord prévus à 191,1 TWh dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, sont passés à 190,3 TWh dans l'État d'avancement d'octobre 2005. Ils ont par la suite diminué à 188,1 en octobre 2006, puis à 183,8 TWh dans le présent Plan. Par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014, cela représente une réduction de 7,3 TWh des besoins. Ces baisses sont dues à la conjugaison de plusieurs facteurs dont la faiblesse de certains secteurs industriels

grands consommateurs d'électricité, l'augmentation des objectifs visés en efficacité énergétique et la prise en compte d'une révision de la normale climatique. Ainsi, lors des premières années, le bilan énergétique du Distributeur montre des excédents et revient, par la suite, à l'équilibre. »⁵⁷

Cette situation a continué de s'empirer année après année. Ainsi, à titre d'exemple, on prévoyait, en novembre 2004, que les besoins de HQD atteindraient 198,6 TWh en 2014, soit 15 TWh de plus que les 183,6 TWh maintenant prévus pour cette année-là.⁵⁸

Ces surplus se traduisent en coûts additionnels pour HQD et, par conséquent, pour les consommateurs d'électricité. Ainsi, année après année, HQD affirme devant la Régie que la suspension des activités de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour demeure la meilleure solution pour gérer les 4,3 TWh de surplus que cette centrale ajoute au bilan de HQD, et ce, malgré des pénalités de près de 50 M\$ par année, en sus d'un montant de près de 100 M\$ que HQD doit payer à TCE qu'elle produise ou non, pour un total de 150 M\$.

Mais cette suspension ne règle qu'une partie du problème (4,3 TWh sur 13,4 TWh de surplus, en 2014) : pour le reste, HQD doit surtout tenter de revendre ses surplus sur les marchés (à près de 3 ¢/kWh), ou, lorsque les prix sont trop bas (comme c'est souvent le cas depuis quelques années), laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée. Dans ce cas, la perte qu'elle subit varie entre 3 et 10 ¢/kWh, en fonction de la source d'énergie qui est considérée comme étant revendue ou remplaçant l'électricité patrimoniale. En 2014, ce sont près de 7 TWh d'électricité patrimoniale qui seraient ainsi abandonnés, soit à peu près la quantité d'énergie éolienne que HQD devra acheter.⁵⁹ Or, même en soustrayant le montant de la subvention implicite calculée à l'Annexe B – c'est-à-dire en présumant que cette énergie excédentaire eût été obtenue au coût des filières plus concurrentielles - il s'agit néanmoins d'un coût de plus de 300 M\$.

Le fait, pour HQD, de « redonner » une partie du bloc patrimonial à Hydro-Québec Production (HQP) pourrait ne pas paraître si nuisible, dans l'ensemble, puisqu'il permet à HQP d'accroître ses ventes sur les marchés d'exportation. Cependant, en fonction des prix actuels sur les marchés, HQP ne risque pas d'aller chercher beaucoup plus que le prix de l'énergie patrimoniale. Par ailleurs, considérant que le bloc d'énergie patrimoniale constituait le « prix de consolation » offert aux consommateurs lors de la déréglementation de HQP (sinon les tarifs seraient beaucoup plus bas qu'ils ne le sont présentement), il est inéquitable de priver les consommateurs d'une partie de cette énergie à faible coût en gavant HQD de nouveaux approvisionnements beaucoup plus onéreux, et dont elle n'a aucun besoin.

Les pénalités et pertes associés à la gestion des surplus d'électricité ont inévitablement un impact sur les tarifs : sur la base de revenus requis de 11 G\$, il s'agit de 450 M\$ qui représentent un surcoût de plus de 4 % sur les tarifs, auquel s'ajoute le coût de la subvention implicite aux blocs d'énergies renouvelables calculée à l'Annexe B.

Dans ce contexte, on s'explique mal les décrets du gouvernement ayant forcé HQD à acquérir de nouveaux approvisionnements au cours des dernières années, alors qu'elle était déjà en situation de surplus, de même que son intention de continuer dans cette voie au cours des années qui viennent, à

57. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/Requete3648/B-1-HQD-01-01_3648_01nov07.pdf p. 6

58. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Requete/HQD-2Doc1_3550_01nov04.pdf p. 20

59. Voir le dossier R-3854-2013 de la Régie de l'énergie, pièce HQD-5, Doc-1, page 9

commencer par les 800 MW de capacité éolienne annoncés ce printemps. HQD est en quelque sorte prise en étau entre la diminution de ses besoins et l'ajout de nouveaux blocs d'énergie décrété par le gouvernement :

«Depuis le dépôt du dossier R-3814-2012, les besoins à approvisionner ont diminué de 65 TWh sur la période 2013-2027, ce qui porte la diminution des besoins à approvisionner à 170 TWh depuis le dossier R-3726-2010 sur la même période. »

Et, depuis le dossier R-3726-2010, à la suite de l'intégration des contrats découlant du programme d'achat d'électricité produite par la cogénération à la biomasse forestière (300 MW) et de l'annonce du gouvernement du Québec de l'attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens, ce sont 53 TWh qui ont été ajoutés aux 170 TWh dans l'horizon de 2027.

Les coûts associés à la gestion d'excédents déjà titanesques sont disproportionnés avec les moyens financiers du Québec et des clients d'Hydro-Québec. Il est difficile de comprendre qu'on puisse même songer à y ajouter avec ces nouveaux projets éoliens.

Notes

Les entreprises membres de L'AQCIE



Au 30 août 2013



L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ

1010 rue Sherbrooke Ouest, Bureau 1800
Montréal (Québec) H3A 2R7
Téléphone : 514 350-5496
Télécopieur : 514 286-6078
www.aqcie.org