

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3864-2013

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «**DISTRIBUTEUR**»)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSUMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ**
(ci-après «**AQCIE** »)

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC**
(ci-après «**CIFQ** »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE et DU CIFQ

Le plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur est principalement caractérisé par de colossaux surplus en énergie et des besoins additionnels en puissance. Malgré ce contexte, le Distributeur, à la demande du gouvernement, continue de prévoir l'ajout de blocs d'énergie éolienne, lesquels n'offrent que peu de puissance et beaucoup d'énergie dont la quasi-totalité est superflue. On décèle aussi dans la stratégie du Distributeur une volonté plutôt faible d'optimiser le portefeuille énergétique par le recours aux marchés.

Le présent mémoire de l'AQCIE et du CIFQ s'attaque à ces questions. Il porte plus particulièrement sur les sujets suivants :

- 1- La politique économique *Priorité emploi*;
- 2- L'efficacité énergétique;
- 3- Les achats de puissance sur les marchés de court terme;
- 4- Le recours aux conventions d'énergie différée;

-
- 5- L'énergie éolienne;
 - 6- Les achats d'énergie sur les marchés; et
 - 7- La revente d'énergie et la valorisation des attributs environnementaux.
-

1- La politique économique *Priorité emploi*

À la pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 30, le Distributeur présente, selon trois scénarios différents, sa prévision des impacts d'une mesure annoncée à la politique économique *Priorité Emploi*¹ sur ses surplus énergétiques, ces impacts n'ayant pas été pris en compte dans son scénario de référence. Tel que confirmé par le Distributeur en réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, les ventes additionnelles qui pourraient découler de cette mesure n'auraient pas nécessairement le même profil que les surplus énergétiques, lesquels *se présentent essentiellement en dehors des mois d'hiver*.

Ainsi, si de telles ventes se concrétisaient, il se pourrait fort bien que le Distributeur ait de nouveaux besoins à combler, notamment en hiver mais peut-être aussi à d'autres moments de l'année; ce qui impliquerait alors de rappeler d'avantage d'énergie au moyen des Conventions d'énergie différée (en présumant que suffisamment d'énergie ait été mise en banque d'ici là) ou d'acheter d'avantage d'énergie sur les marchés, possiblement à plus haut prix que le coût moyen d'approvisionnement.

Ces approvisionnements additionnels et rappels d'énergie entraîneraient aussi leur lot de questions tarifaires, au-delà de celles qu'entraîne déjà, de manière générale, cette mesure. L'AQCIE et le CIFQ sont conscients que le présent dossier n'est peut-être pas le forum le plus approprié pour discuter de ces questions mais tiennent à souligner, d'ores et déjà, qu'ils ont des réserves à l'égard de cette mesure, notamment du fait qu'il semble que certains de leurs membres verraient de nouveaux concurrents bénéficier de conditions préférentielles rendues possibles par des surplus dont les consommateurs actuels doivent assumer les coûts.

Même si la question est au départ de nature politique, l'AQCIE et le CIFQ croient qu'il serait utile de l'intégrer à la séance de travail sur la stratégie tarifaire que compte initier la Régie au plus tard au printemps 2015, selon ce qu'elle a annoncé au paragraphe 835 de sa décision D-2014-037 rendue dans le dossier tarifaire R-3854-2013(phase 1).

2- L'efficacité énergétique

L'AQCIE et le CIFQ ont pris note du complément de réponse du Distributeur à leur question 7.2, à savoir que *le programme Systèmes industriels prendra fin, dans sa forme actuelle, le 31 décembre 2015* et que *le Distributeur précisera dans les prochains mois l'évolution qu'il entend donner à l'ensemble des programmes destinés à la clientèle*

¹ Lancée le 7 octobre 2013 par le (précédent) gouvernement du Québec

du marché Affaires. L'AQCIE et le CIFQ incitent le Distributeur à faire connaître et mettre en place ses nouveaux programmes le plus rapidement possible considérant les délais requis chez les participants pour faire approuver les projets à l'interne.

3- Les achats de puissance sur les marchés de court terme

À l'instar d'autres intervenants, l'AQCIE et le CIFQ ont questionné le Distributeur au sujet des ressources qu'il avait prises en compte dans la contribution des marchés de court terme à son bilan de puissance, et pour cause. En effet, il est essentiel de s'assurer que le Distributeur puisse remplir son obligation de desservir ses clients.

Or, les réponses du Distributeur à ces questions ne permettent pas de conclure qu'il pourra effectivement compter sur la capacité voulue; surtout en ce qui a trait aux 400 MW de puissance qu'il obtiendrait ailleurs que sur NYISO. En effet, le Distributeur n'a pas été en mesure de détailler la provenance de ces 400 MW, comme le fait voir notamment sa réponse 3.4 à la DDR # 1 de la FCEI :

«3.4 Veuillez expliquer comment est calculée la contribution additionnelle de 400 MW.

Réponse :

L'augmentation de la contribution des marchés de court terme repose sur la mise en commun des marchés autres que celui de New York.

Ainsi, le Distributeur considère que les marchés autres que celui de New York, bien qu'ils ne constituent pas chacun un marché compétitif, forment ensemble un bassin d'approvisionnements pouvant être considéré comme un marché compétitif.

Par conséquent, la contribution additionnelle des marchés de court terme de 400 MW a été établie à partir d'une estimation de la marge de manœuvre disponible dans la zone d'équilibrage du Québec de même qu'à partir de l'analyse de la disponibilité des ressources sur les marchés voisins et des capacités des interconnexions présentée à l'annexe 4D de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008). » [L'emphase est du Distributeur]

Plus précisément, sur les ressources situées au Québec, le Distributeur répondait ce qui suit à la question 3.1 de la DDR # 1 de l'AQCIE et du CIFQ :

«3.1. Pour chaque fournisseur potentiel situé dans la zone d'équilibrage du Transporteur, veuillez indiquer, pour les années 2014, 2015 et 2016 :

- Les ressources disponibles; et
- La puissance disponible (en MW).

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas d'information privilégiée sur la planification des activités des fournisseurs potentiels situés dans la zone d'équilibrage du Québec. Les évaluations réalisées par le Distributeur sont basées sur les informations publiques à sa disposition.

L'intervenant est donc en mesure de faire ses propres évaluations, ces informations étant également à sa disposition. » [L'emphase est du Distributeur]

L'AQCIE et le CIFQ se questionnent sur la disponibilité de ces 400 MW et sur le prix que devra payer le Distributeur, le cas échéant, pour s'en prévaloir. Ils croient que le Distributeur devrait être le plus transparent possible à cet égard, notamment en partageant l'information et les hypothèses sur lesquelles il s'appuie.

Une telle approche permettrait, le cas échéant, aux parties prenantes de bonifier la stratégie du Distributeur, par exemple là où le Distributeur aurait omis de prendre en considération certaines ressources.

4- Les conventions d'énergie différée

La question des Conventions d'énergie différée a déjà fait couler beaucoup d'encre. À cet égard, nous renvoyons respectueusement la Régie à notre mémoire dans le dernier dossier tarifaire (R-3854-2013)², dont nous reprendrons certains éléments dans les lignes qui suivent tout en y ajoutant des réflexions additionnelles et des éléments nouveaux.

Soulignons d'abord que la menace que laisse planer le Distributeur de ne pas pouvoir rappeler l'énergie différée avant 2027 est sans fondement : tel qu'il ressort des tableaux de l'annexe 4C (HQD-1, Doc-2.3, p. 41), le Distributeur est assuré de pouvoir rappeler beaucoup plus que les 4,7 TWh présentement en banque. En effet, le Distributeur ne prévoit aucun rappel de 2014 à 2018, ni en 2025 et 2026. Il s'agit donc de sept années offrant chacune la possibilité de rappeler près de 3,5 TWh (25 TWh au total) à raison de 400 MW par mois, douze mois par année.

Le Distributeur peut aussi compter sur près de neuf mois de rappels additionnels pour chaque année de 2019 à 2024, soit plus de 2,6 TWh par an en maximisant les rappels à 400MW (16 TWh au total). Et c'est sans compter sur la possibilité que le Producteur accepte de laisser le Distributeur rappeler plus que 400 MW par mois. Le Distributeur a donc toute la latitude voulue pour rappeler l'énergie qu'il différerait dans les prochaines années.

Cela dit, il semblerait que, selon les prévisions actuelles (scénario de référence), le Distributeur se retrouve déjà en situation de surplus sur plusieurs (mais non pas toutes) ces plages potentielles de rappel. Cette situation pourrait même empirer si l'évolution de la demande devait suivre le scénario faible. Ceci implique donc que l'énergie différée en 2015 ou 2016 pour réduire la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait, lors de son rappel, de se répercuter en surplus, lesquels, s'ils ne peuvent pas être revendus, reprendront la forme d'électricité patrimoniale inutilisée. **Donc, dans le pire des cas, le Distributeur ne subira aucun impact, si ce n'est un transfert interannuel du coût**

² Voir les pages 2 à 5 du mémoire de l'AQCIE et du CIFQ dans ce dossier : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/222/DocPri/R-3854-2013-C-AQCIE-CIFQ-0009-Preuve-Memoire-2013_11_11.pdf

de certains surplus.³ Il s'agit donc d'une stratégie sans risque pour le Distributeur et sa clientèle.

Lorsque le Distributeur est forcé de laisser de l'énergie patrimoniale inutilisée en raison de ses surplus d'électricité, c'est, semble-t-il, parce qu'il a épuisé tous ses autres recours. C'est en quelque sorte le fond du baril. Le bon côté d'une telle situation – le fond du baril – est que le Distributeur ne peut pas empirer son sort en utilisant les conventions d'énergie différée de manière à réduire le patrimonial inutilisé aujourd'hui – au pire, il n'aura que déplacé dans le temps ce patrimonial inutilisé; et ce, même si le portrait devait devenir plus sombre, par une révision à la baisse de la demande ou une baisse des prix à l'exportation.

À l'inverse, si la demande s'avérait plus forte que prévue, ou si les prix devaient augmenter sur les marchés, le Distributeur arriverait à trouver une utilité aux surplus qu'il aurait accumulés. En considérant l'ensemble de la période 2014-2027, il s'agirait donc d'une meilleure gestion de son portefeuille énergétique.

Soulignons aussi que même si le Distributeur prévoit à l'heure actuelle laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée chaque année sur cette période 2014-2027, il envisage tout de même qu'il aura besoin d'approvisionnements additionnels pour chacune de ces années, principalement en hiver. C'est à cet égard que trouvent toute leur pertinence certaines des modifications apportées aux Conventions d'énergie différée en 2010. La flexibilité additionnelle mise en place par ces amendements est bien résumée à la décision de la Régie les ayant approuvées (D-2010-099):

«[17] Les conventions amendées permettront des rappels d'énergie dès 2010, alors que les conventions actuelles n'offrent pas la possibilité de rappeler de l'énergie avant l'année 2012. De plus, avec les amendements proposés, le Distributeur pourra rappeler l'énergie en fonction de trois périodes dans l'année plutôt qu'une seule, moduler les rappels d'énergie en appliquant des taux de livraison distincts à chacun des mois de l'année et disposer d'une garantie de puissance additionnelle au cours des mois d'hiver. »

En différant des surplus estivaux puis en rappelant la même quantité d'énergie l'hiver suivant on peut arriver à faire d'une pierre deux coups : (i) réduire la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et (ii) remplacer de coûteux achats sur les marchés à des prix très volatils par l'énergie et la puissance d'un contrat à prix fixe. C'était même l'un des objectifs des amendements, tel qu'il appert de la décision D-2010-099 :

« [20] Selon le Distributeur, les différentes modifications apportées aux conventions lui fournissent une flexibilité additionnelle nécessaire pour ajuster ses approvisionnements à ses besoins, en limitant le recours aux achats et ventes d'énergie sur les marchés de court terme. En outre, l'extension de la durée des conventions permet au Distributeur de mieux faire face à des scénarios de besoins plus faibles que le scénario moyen.

[21] De plus, puisque ses besoins sont beaucoup plus importants en période d'hiver, le Distributeur a intérêt à reporter des surplus qui surviennent en période d'été et, en contrepartie, à acquérir davantage de moyens en période d'hiver. Les conventions amendées offrent cette

³ On notera aussi un autre impact, plus marginal, lié aux différents taux d'indexation de (i) l'électricité patrimoniale et (ii) celle livrée en vertu du contrat de base avec HQP.

possibilité au cours d'une même année. Il en découle un meilleur appariement des moyens disponibles avec le profil de la charge.

(...)

[25] La Régie est d'avis que l'augmentation de la durée des conventions, le rappel d'énergie en fonction de trois périodes durant l'année plutôt qu'une seule et la modulation des rappels d'énergie en fonction de taux de livraisons distincts à chacun des mois de l'année offrent une flexibilité et des avantages au Distributeur que les conventions actuelles ne peuvent procurer.»

[Notre soulignement]

C'était aussi le *modus operandi* du Distributeur lors des deux années qui suivirent l'approbation de ces modifications : ainsi, on voit aux états d'avancement 2011 et 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 que le Distributeur cherchait à maximiser la fonction « modulation saisonnière » des Conventions en différant ou en rappelant à chaque mois de chaque année (ou presque) de manière à transférer de l'été vers l'hiver ses surplus. En rappelant davantage, on peut donc différer davantage tout en se prémunissant contre le risque de fluctuation des prix.

L'hiver dernier (2013-14) offre un bon exemple des dérives que peuvent connaître les prix sur les marchés : selon les rapports de l'ONÉ, Hydro-Québec aurait importé 340 GWh durant les mois de janvier et février 2014 à un coût de 87,2M\$, soit 256\$/MWh (25,6¢/kWh). Et si les prix de cette année représentent en quelque sorte un sommet historique, il se pourrait qu'ils demeurent relativement élevés au cours des prochains hivers dans les marchés avoisinants en raison de contraintes sur les réseaux de transport de gaz naturel.

Face à un tel constat, le Distributeur a déjà évoqué le fait que ses besoins pour des approvisionnements additionnels en hiver sont surtout concentrés sur quelques heures, à l'extérieur desquelles un bloc rappelé sur une durée d'un mois ne serait pas d'une très grande utilité. C'est en quelque sorte ce que l'on voit aux pages 30 et 31 de la pièce HQD-1, Doc-2.3, Annexe 4A : les achats de court terme (que pourrait remplacer l'énergie rappelée) sont concentrés sur 350 à 600 heures, selon l'année, jusqu'en 2017. Même en supposant que ces heures tombent toutes en janvier et février, considérant que ce nouveau bloc serait présent sur 1416 heures (ou 1440 heures en 2016, année bisextile), il y aurait donc plus de la moitié des heures pour lesquelles le bloc d'énergie se traduirait en énergie patrimoniale inutilisée; sans compter les heures pour lesquelles seule une partie du bloc serait utile.

Est-ce à dire que le Distributeur a raison de s'abstenir de rappeler un tel bloc? La réponse est non. En effet, n'oublions pas que, pour l'instant, le Distributeur s'abstient de différer de l'énergie en alléguant qu'il est incertain de pouvoir la rappeler d'ici 2027. **Or, s'il rappelle un bloc en janvier-février 2015, il sera en mesure de différer un bloc additionnel, toutes choses étant égales par ailleurs. Dans la mesure où cet autre bloc d'énergie différée lui permet d'utiliser une quantité équivalente d'énergie patrimoniale, il sortira assurément gagnant de l'opération, puisqu'il remplacera un bloc complet de patrimonial inutilisé par une fraction du même bloc de patrimonial inutilisé.**

Ainsi, à titre d'exemple, si, pour le mois de juin 2014, le Distributeur prévoit 1 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée, dont 200 MW ou plus à chacune des heures du mois, il pourrait différer un bloc de 200 MW (soit 149 GWh). Par la suite, s'il rappelle ce bloc à raison de 100 MW pour chacun des mois de janvier et février 2015, même s'il n'a besoin de ce bloc que le tiers du temps, il aura tout de même réussi à « récupérer » 50 GWh (un tiers de 149 GWh) d'énergie patrimoniale et évité l'achat d'une quantité d'énergie équivalente d'énergie sur les marchés. En utilisant le prix moyen des mois de janvier et février 2014 susmentionné – soit 256\$/MWh – il s'agirait donc d'une économie de quelque 230\$/MWh (en présumant que le patrimonial coûte alors 2,73¢/kWh avant pertes en 2016) ou 11M\$ pour ces seuls 50 GWh. Évidemment, nous ne connaissons pas des prix de cet ordre chaque année, mais il faut tout de même s'attendre à ce que les prix demeurent relativement élevés au cours des prochains hivers.

Enfin, rappelons que la *Politique économique* du gouvernement pourrait permettre d'éliminer une part des surplus, en plus de créer des besoins pour des approvisionnements additionnels à certains moments de l'année. La prudence exige donc de différer davantage pour avoir suffisamment d'énergie en banque lorsque de tels besoins se feront sentir.

En somme, les Conventions d'énergie différée pourraient être utilisées de différentes façons pour optimiser le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur – principalement pour maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale – et ce, sans risque pour le Distributeur d'empirer son sort, peu importe l'évolution de la demande et des prix sur les marchés.

5- L'énergie éolienne

De l'avis de l'AQCIE, la contribution de la filière éolienne au bilan en énergie du Distributeur est surestimée. Cette surestimation tient principalement à deux facteurs :

- La prise en compte d'un FU de 35% pour tous les approvisionnements éoliens alors que la moyenne historique est plus près de 31%; et
- La prise en compte de 800 MW de nouveaux approvisionnements éoliens annoncés par le gouvernement québécois en mai 2013 malgré l'absence de besoins pour justifier de tels approvisionnements, se traduisant par une surestimation de 2,5 TWh par an à partir de 2019 selon un facteur de capacité (facteur d'utilisation ou FU) de 35%.

5.1 Le FU à considérer

Sur le premier point, le débat a déjà eu lieu dans le cadre de dossiers antérieurs. Bien évidemment, nous n'avons aucune garantie que la moyenne observée au cours des dernières années se maintiendra, surtout avec l'ajout de nouveaux parcs. Cela dit, pour les parcs déjà en place depuis quelques années, cette moyenne de 31% semble plus plausible que les 35% mis de l'avant par le Distributeur.

Face à ce constat, l'idée mise de l'avant par la FCEI dans le dossier R-3848-2013 nous semble être un compromis acceptable : présumons que les nouveaux parcs produiront à 35% de FU mais tenons compte du FU historique des parcs en service. Une façon assez simple de refléter cette approche serait de prendre la production réelle rapportée en suivi de la décision D-2006-27 par le Distributeur pour l'année 2013 : le Distributeur accusait alors un déficit de près de 400 GWh par rapport à ce qu'auraient fourni les éoliennes avec un FU de 35%. On peut donc tout simplement soustraire 400 GWh par an du bilan du Distributeur.

5.2 L'inclusion de 800 nouveaux MW

Quant au second point, soit l'inclusion des 800 MW annoncés par l'ancien gouvernement, l'AQCIE soumet qu'elle doit être écartée par la Régie pour diverses raisons.

Les 800 MW annoncés par l'ancien gouvernement se répartissaient comme suit :

- 450 MW ayant fait l'objet des décrets 1149-2013 et 1150-2013 adoptés le 6 novembre 2013;
- 150 MW (plus précisément 149,65 MW) ayant fait l'objet du décret 191-2014 adopté le 26 février 2014;
- 200 MW n'ayant fait l'objet d'aucun décret.

5.2.1 Le « bloc » de 200 MW

Dans sa réponse à la question 23.1 de la DDR # 2 de la Régie, réponse datée du 7 avril 2014, le jour des élections qui ont entraîné la chute du gouvernement, le Distributeur tentait de justifier ce « bloc » en prétendant que le gouvernement pourrait non seulement l'imposer, mais même le faire sans avoir recours à la procédure d'appel d'offres, vu le texte de l'article 74.1.1 LRÉ ajouté à cette loi en juin 2013 par le chapitre 16 des lois de 2013.

Outre le fait que le gouvernement ne pourrait pas recourir à la dispense d'appel d'offres prévue à l'article 74.1.1 au motif qu'il aurait déjà épuisé sa compétence à cet égard en édictant le décret 191-2014, il y a lieu d'ajouter que la Régie ne saurait présumer des intentions du nouveau gouvernement relativement à l'ajout de nouveaux parcs éoliens, particulièrement dans le contexte actuel de surplus dont avait fait fi l'ancien gouvernement.

Chose certaine, les gouvernements n'ont déterminé, en vertu de l'article 112 ou de l'article 74.1.1 LRÉ aucun nouveau « bloc » d'énergie au-delà de ceux visés par les décrets relatifs aux blocs de 450 MW et de 150 MW, de sorte que les 200 MW ne peuvent d'aucune manière être pris en compte dans le plan d'approvisionnement.

5.2.2 Le « bloc » de 450 MW

L'AQCIE a plaidé, au dossier R-3866-2013, l'invalidité des décrets 1149-2013 et 1150-2013 de même que celle du Règlement adopté par le décret 1149-2013 et celle de l'appel d'offres lancé par le Distributeur en s'appuyant sur ces décrets et Règlement.

Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver un Plan d'approvisionnement tenant compte notamment du bloc de 450 MW.

Pour les motifs énoncés par elle au dossier R-3866-2013, l'AQCIE soutient que la Régie ne peut ni ne doit tenir compte du bloc de 450 MW en raison de l'invalidité des décrets et du Règlement susmentionnés et en raison notamment de l'absence de besoins à satisfaire par ce bloc d'énergie.

L'AQCIE rappelle que les motifs énoncés par elle au dossier R-3866-2013 sont les suivants :

- a) L'absence de besoins à satisfaire par les contrats à intervenir;
- b) La violation du droit à l'électricité patrimoniale qu'implique l'acquisition d'énergie superflue;
- c) L'imposition invalide par ces décrets et Règlement d'une taxe indirecte déguisée contraire i) à l'article 53 de la *Loi constitutionnelle de 1867*; ii) aux articles 91(3) et 92(2) de cette loi et iii) à l'article 40 de la *Loi sur Hydro-Québec* et étrangère aux objets de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et aux objectifs qu'elle poursuit;
- d) Le défaut de fixer le prix maximal du bloc d'énergie;
- e) L'exigence illégale d'une entente d'intégration éolienne;
- f) L'absence de pouvoir du gouvernement pour déterminer les délais de raccordement au réseau d'Hydro-Québec; et
- g) L'absence de pouvoir du gouvernement de décréter un appel d'offres avant que la Régie n'ait autorisé, dans le cadre de l'adoption ou de la modification d'un plan d'approvisionnement, le recours au bloc d'énergie déterminé par le gouvernement pour satisfaire les besoins des marchés québécois.

5.2.3 Le « bloc » de 150 MW (149,65 MW)

Contrairement aux autres « blocs », celui de 150 MW lié à une communauté autochtone n'a pas fait l'objet d'un règlement. Cela tient à ce qu'il a été adopté sous l'autorité de l'article 74.1.1, qui n'exige pas de règlement, contrairement à l'article 112, qui en exige un.

Le législateur a en effet institué, par le chapitre 16 des lois de 2013, un régime particulier à l'égard de certains contrats pouvant intervenir « auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone ».

L'article 74.1.1 permet au gouvernement de déterminer un bloc d'énergie et de dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour les contrats s'y rapportant sans excéder 150 MW.

Cet article permet aussi de dispenser du recours à l'appel d'offres les contrats relatifs à l'approvisionnement nécessaire à l'intégration (présumément au réseau de transport) de ce bloc ou encore d'un bloc visé au paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112, toujours « afin de permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone ».

Le deuxième alinéa de ce même article permet au gouvernement, toujours au cas de dispense de recourir à l'appel d'offres, de déterminer notamment la quantité d'électricité visée par chaque contrat ainsi que son prix maximal « aux fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72 ».

L'article 74.2 autorise le distributeur d'électricité à conclure un contrat sans l'approbation de la Régie au cas de dispense de recourir à l'appel d'offres.

Finalement, en vertu du troisième alinéa de l'article 74.2, « Le distributeur d'électricité dépose auprès de la Régie les contrats dispensés en vertu du premier alinéa de l'article 74.1.1 dans les trente jours de leur signature, aux fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72 ».

C'est sous l'autorité alléguée de ces articles que l'ancien gouvernement a adopté, le 26 février 2014, le décret 191-2014 autorisant deux contrats dispensés d'appel d'offres :

- 1° Un contrat d'approvisionnement pour un bloc d'énergie éolienne de 149,65 MW avec Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), s.e.c., dispensé selon les modalités décrites aux paragraphes 1 à 5 du premier alinéa du dispositif du décret;
- 2° Une entente d'intégration de ce bloc d'énergie éolienne, « comprenant un service d'équilibrage et de puissance complémentaire », avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou avec un autre fournisseur d'électricité québécois.

La preuve au dossier n'indique pas que des contrats aient été signés sous l'autorité de ce décret, encore moins que tels contrats aient été déposés auprès de la Régie.

Toutefois, le contexte de surplus d'approvisionnements dans lequel le décret 191-2014 a été adopté est exactement le même que celui dans lequel ont été adoptés les décrets 1149-2013 et 1150-2013 et le Règlement adopté par le décret 1149-2013.

Il en résulte que la plupart des motifs d'invalidité évoqués à la section 5.2 ci-dessus valent également à l'encontre du décret 191-2014 et que la Régie, en conséquence, ne peut ni ne doit tenir compte du bloc de 150 (149,65) MW visé par ce décret.

Copie de l'avis adressé au Procureur général (relatif aux blocs de 450 MW et de 149,65 MW) exigé par l'article 95 C.p.c. et copie de ses annexes sont produites au dossier en même temps que le présent mémoire.

6- Les achats d'énergie sur les marchés

Ici aussi, l'AQCIE et le CIFQ reprennent une analyse qu'ils ont déposée dans le dernier dossier tarifaire (R-3854-2013). Essentiellement, il s'agit de voir s'il ne serait pas plus opportun, pour le Distributeur, de s'approvisionner sur les marchés de court terme plutôt que de prendre livraison de l'électricité patrimoniale lorsque le prix rend une telle substitution rentable.

Nous visons ici surtout le marché ontarien, dont le prix (HOEP) a été en moyenne de 2,41¢/kWh et 2,65¢/kWh en 2012 et 2013 respectivement⁴. Ce niveau moyen cache par ailleurs plusieurs heures pendant lesquelles le prix est tombé à de très bas niveaux. Ainsi, par exemple, pour la période de deux ans allant du 1^{er} mai 2012 au 30 avril 2014, le prix a été inférieur à 2¢/kWh pendant 5759 heures, soit environ le tiers du temps (5 759/17 520). On constate aussi qu'il s'agit sensiblement de la même proportion que celle que nous avons calculée dans le dossier R-3854-2013 pour la période allant du 26 octobre 2011 au 25 octobre 2013.⁵

Si le Distributeur était en mesure de s'approvisionner en Ontario plutôt qu'en prenant livraison de l'électricité patrimoniale, non seulement arriverait-il à économiser de l'argent à ces heures précises, mais il arriverait aussi à conserver de « plus longs bâtonnets » d'électricité patrimoniale pour d'autres périodes de la même année.

Bien évidemment, si le Distributeur commençait à importer de l'électricité de l'Ontario en quantités importantes, il pourrait avoir un impact sur le prix. Aussi, il devrait assumer les pertes sur le réseau ontarien (au plus 3% selon l'information que nous avons consultée⁶) et en payer le tarif d'export, soit 0,2 ¢/kWh,⁷ de même que toute autre charge applicable en sus du prix HOEP, le cas échéant. Cela dit, considérant que ce prix HOEP pendant les 5 759 heures susmentionnées était en moyenne de 1,2 ¢/kWh, on devrait malgré tout s'attendre à un prix de revient largement inférieur au tarif patrimonial – peut-être par autant que 1 ¢/kWh. En important 1000 MW à chacune de ces heures, le Distributeur pourrait donc réduire de près de 25M\$ par année sa facture d'électricité dans un tel scénario.

⁴ <http://ieso-public.sharepoint.com/>

⁵ Dossier R-3854-2013, mémoire de l'AQCIE et du CIFQ, page 5

⁶ <http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/consult/se40/se40-Loss-Penalty-Factor-Paper.pdf>

⁷ <http://www.hydroone.com/RegulatoryAffairs/Documents/EB-2012-0031/Rate%20Order%20UTR%20Hydro%20One%2020121220.pdf> page 30

7- La revente d'énergie et la valorisation des attributs environnementaux

Face à l'épineux problème des surplus, la stratégie du Distributeur, de plus en plus, consiste à laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée. Ceci s'explique assez bien dans la mesure où les autres joueurs – dont le Producteur – ont d'importantes réservations leur permettant d'accéder en priorité vers les principaux marchés. Le Distributeur se retrouverait alors à n'avoir accès à ces marchés qu'aux heures de bas prix de vente, telles que celles mentionnées à la section précédente. Dans la mesure où ces prix, nets des frais de transaction (y compris la partie des coûts de transport que le Distributeur ne récupère pas), s'avèrent inférieurs à celui de l'électricité patrimoniale, la stratégie du Distributeur peut sembler adéquate.

Cela dit, en n'exportant pas ses surplus sur les marchés, le Distributeur se prive de revenus potentiellement intéressants liés à la vente d'attributs environnementaux. Le Distributeur invoque lui-même d'ailleurs son absence sur les marchés d'exportation pour justifier le fait de ne pas chercher à valoriser ces attributs :

«7. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

Au moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur mentionnait que la vente d'attributs environnementaux sur les marchés réglementaires américains ne constituait pas une option réaliste et intéressante. Le Distributeur maintient cette position et ne participera pas à ces marchés. D'une part, tel que précisé dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ceux-ci visent avant tout le développement local de nouveaux projets d'énergie renouvelable. D'autre part, pour vendre des certificats d'énergie renouvelable, des livraisons d'énergie doivent être effectués sur les marchés visés, notamment ceux de la Nouvelle-Angleterre. Or, le Distributeur ne prévoit pas revendre d'énergie sur les marchés voisins dans les prochaines années. »⁸

En n'exportant pas, le Distributeur ne peut donc pas valoriser ses attributs environnementaux, laissant potentiellement sur la table des sommes importantes qui auraient pu justifier le fait d'exporter plutôt que de laisser du patrimonial inutilisé.

À notre avis, si le Distributeur veut maintenir sa stratégie actuelle, il devrait démontrer qu'une combinaison d'exportation et de vente des attributs environnementaux serait malgré tout moins rentable que l'option consistant à laisser une part importante d'énergie patrimoniale inutilisée (et ne pas valoriser les attributs).

Le 15 mai 2014

⁸ B-0005, HQD-1, Doc-1, page 39