

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3648-2007

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

INTRODUCTION

Le 26 juin 2008, le Distributeur et les intervenants ont soumis à la Régie de l'énergie leurs plaidoiries et arguments dans le présent dossier.

Tel qu'autorisé par la Régie, le Distributeur souhaite répliquer à certains des éléments mis de l'avant par les intervenants.

Le Distributeur identifie ci-après les éléments les plus marquants auxquels il souhaite répliquer ainsi que les points de convergence avec les représentations des intervenants.

1. ACEF de Québec

De façon générale, l'ACEF de Québec appuie la demande du Distributeur d'accueillir le plan d'approvisionnement (n.s. vol 6, p.28). Toutefois, il assortit son appui d'un ensemble de considérations, d'analyses, d'énoncés ou de recommandations avec lesquelles le Distributeur est généralement en désaccord, pour diverses raisons. Pour les fins de cette réplique, nous souhaitons limiter nos commentaires à certaines recommandations suggérées par l'intervenant.

Ainsi, le Distributeur note que la première recommandation (n.s. vol 6, p.51) à l'effet d'adopter le cadre de la planification intégrée des ressources, déborde du cadre réglementaire actuel. En ce qui concerne la quatrième recommandation (et une partie de la sixième touchant la prévision des réseaux autonomes), soit essentiellement de revoir nos modèles de prévision, le Distributeur s'en remet à la force probante de sa preuve qui s'appuie sur «l'état de l'art au niveau de nos outils, de nos techniques ...». (n.s. vol. 3, p. 113).

En ce qui a trait à la cinquième recommandation, le Distributeur réfère aux sections 8 et 9 de la présente réplique. Finalement, en ce qui a trait au raccordement des réseaux autonomes au réseau intégré proposé par l'intervenant à sa sixième recommandation, le Distributeur rappelle que dès lors où la solution de raccordement s'avère la plus économique, elle est mise de l'avant systématiquement pour le bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

2. AIEQ

De façon générale l'intervenant est en accord avec les grands paramètres du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (ci-après Plan) dont la prévision de la demande et l'importance des besoins en puissance.

En ce qui concerne la demande de l'intervenant d'un suivi par la Régie et d'une mise à jour des analyses de taux de pénétration dans le marché commercial et institutionnel¹, le Distributeur souligne que le suivi de la prévision de la demande est effectué de façon régulière et que le type d'analyse suggéré se fait déjà dans le cadre des activités courantes.

¹ Voir : Argumentation de l'AIEQ, paragraphe 17.

3. AQCIE/CIFQ

L'AQCIE/CIFQ, tel que mentionné à la lettre de son procureur (25 juin 2008), appuie le Plan tel que proposé par le Distributeur.

À titre de rappel, l'intervenant mentionne que la prévision de la demande du Distributeur est réaliste et que l'objectif de hausser à 1 000 MW le programme d'électricité interruptible est « réaliste ».

L'intervenant est également « en accord avec la stratégie du Distributeur pour combler ses besoins de long terme et de court terme »².

4. EBMI

4.1. Sommaire de la position de l'intervenant

L'intervenant soutient, concernant les pratiques du Distributeur en matières d'approvisionnement de court terme, l'à-propos de mettre en place une page web sécurisée où seraient affichés les besoins et ce, dans le but d'accroître le nombre de fournisseurs (« *contreparties* ») qui traitent avec le Distributeur (n.s. volume 6, pp. 71-73).

4.2. Réplique du Distributeur

Les modes d'opération du Distributeur à l'égard de la dispense ont fait leurs preuves³.

EBMI a soutenu une position similaire lors du dossier R-3629-2007 et en réponse la Régie mentionne:

La Régie constate qu'après deux ans d'utilisation de la dispense, cette inquiétude ne s'est pas matérialisée. Les suivis et le Rapport d'évaluation démontrent une équité et une transparence adéquate dans le processus qui a été instauré.

[...]

La Régie ne voit pas d'incompatibilité entre ces principes et la diffusion de certains besoins du Distributeur en ligne, selon des modalités à définir, afin de maximiser le nombre d'offres reçues. Elle reconnaît que le nombre de fournisseurs au Québec ne permet pas, dans le contexte actuel, le développement d'un marché fluide de type boursier. Par ailleurs, certaines informations rendues publiques, selon les circonstances, pourraient placer le Distributeur en situation vulnérable⁴. (Nous soulignons)

² Mémoire de l'AQCIE/CIFQ aux pages 3, 5 et 7.

³ Décision D-2007-44

⁴ *Id.*, page 7.

Le processus d'appels téléphoniques utilisé en dispense, qualifié d'archaïque par EBMI (n.s. volume 1, p.73), est, de l'avis du Distributeur, celui qui sert le mieux les intérêts de la clientèle, actuellement et ce, notamment pour les motifs décrits ci-dessous :

- En ce qui concerne les transactions réalisées en dispense, l'identification des besoins du Distributeur et la décision qui en résulte sont prises souvent en quelques heures. Les transactions se concluent alors très rapidement. En cela, la position du Distributeur est tout à fait conforme à ce qu'a mentionné le témoin d'EBMI, M. Soucy, lorsqu'il a mentionné la nécessité de partager l'information le plus rapidement possible (n.s. vol 4, pp. 15-16).
- L'utilisation d'une page web sécurisée ne garantit nullement que celle-ci soit rapidement consultée au moment où le Distributeur voudrait réaliser une transaction. Pour s'assurer que les fournisseurs potentiellement intéressés aient pris connaissance des intentions de transactions du Distributeur, il serait tout de même nécessaire d'utiliser le téléphone. Cette considération est particulièrement importante dans le cas du Distributeur puisque ce dernier n'est pas actif sur les marchés sur une base continue.
- Finalement, le contact direct entre négociants donne lieu à une interaction rapide et efficace. Cette approche permet souvent aux fournisseurs d'adapter et de bonifier leur offre, au profit de la clientèle du Distributeur.

Le Distributeur réitère sa position que l'utilisation de son site web est appropriée dans le cadre des appels d'offres de court ou de long termes, tel que déjà expérimenté (n.s. volume 1, p.220). Par contre, ce moyen est peu adapté au contexte des transactions réalisées sous dispense et n'offre aucune valeur ajoutée par rapport à la procédure déjà en place. Le Distributeur a plutôt proposé des modifications à ses suivis permettant une plus grande transparence des processus d'approvisionnement (HQD-3, doc.1, p.47).

5. FCEI

5.1. Sommaire de la position de l'intervenant

Malgré la décision de la Régie⁵ qui précisait que les « *impacts tarifaires* » ne devaient pas faire l'objet du présent dossier, la FCEI allègue que les questions du procureur de la Régie lui permettent de saisir l'occasion de nier la décision de la Régie afin de « *dissiper toute confusion* (Plaidoyer FCEI, 26 juin 2008, paragraphe 14). Ainsi, la FCEI, à la section 2 de son plaidoyer aborde directement des aspects tarifaires qui relèvent des opérations du Transporteur.

Lors du témoignage de l'analyste de la FCEI, le Distributeur a formulé une objection à ce témoignage fondée sur la décision de la Régie susdite. Le Distributeur ayant suggéré que la Régie prenne cette objection sous réserve pour ensuite en disposer lors de la décision finale, le témoignage du témoin de la FCEI s'est poursuivi⁶.

Le Distributeur est en profond désaccord avec la position émise par l'intervenant ci-dessus. La décision de la Régie sur la demande de non recevabilité du Distributeur est très claire et les motifs mis de l'avant par la FCEI pour dénier cette décision sont sans valeurs. Ainsi, la Régie devrait rejeter d'emblée la section 2 du Plaidoyer de la FCEI et ce, pour les motifs qui ont été énoncés lors de l'objection formulée par le Distributeur.

Par ailleurs, afin de ne pas alourdir inutilement le processus en cours, sans admission et sans renoncer à l'objection formulée en audience, le Distributeur produit ci-après sa réplique sommaire à la section 2 du plaidoyer de la FCEI.

5.2. Réplique du Distributeur

Cadre réglementaire

Le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*⁷ prévoit ce qui suit:

1. Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel

⁵ Voir n.s. volume 1, page 96:

« En ce qui concerne les pièces et parties de pièces de la FCEI contestées par le Distributeur, après examen des arguments des parties, la Régie rejette la demande d'irrecevabilité présentée par le Distributeur. La Régie est d'avis que les considérations soumises par la FCEI ont une pertinence à l'examen des critères de fiabilité en transport. Par ailleurs, la Régie tient à préciser que le débat ne doit pas porter sur les impacts tarifaires qui peuvent découler de l'application de ces critères. »

⁶ N.s., volume 4, pages 36 à 41.

⁷ R.R.Q., c. R-6.01, r.3.

doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants: [...]

2° les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins 10 ans dans le cas des distributeurs d'électricité et d'au moins 3 ans dans le cas des distributeurs de gaz naturel, décrivant : [...]

c) les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements et, dans le cas d'un distributeur de gaz naturel, les caractéristiques associées au transport et à l'emmagasinage du gaz naturel ;

3° les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des 3 prochaines années dans le cas des distributeurs d'électricité et au cours de la prochaine année dans le cas des distributeurs de gaz naturel, concernant les approvisionnements additionnels requis tels qu'identifiés au sous-paragraphe c du paragraphe 2°, et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres: [...]

d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate ;
(nous soulignons)

A l'occasion de deux récentes décisions (D-2008-57, page 10 et D-2207-103, page 9) la Régie a clairement mentionné que les termes « le cas échéant » signifient « si le cas se présente ».

De ces décisions et à la suite d'un examen du texte du sous paragraphe 1. 3°, d) du règlement précité, il apparaît qu'il s'agit d'un élément secondaire et facultatif pour le distributeur d'électricité et qui ne concernerait, au mieux, que les approvisionnements post patrimoniaux.

L'approche du Distributeur qui est appliquée au Québec est cohérente avec le modèle de réglementation du transport de l'électricité en Amérique du Nord⁸ et est également cohérente avec le Guide de dépôt⁹ qui ne fait aucune mention du critère de conception du réseau de transport et ce, pour une raison très simple: La LRÉ, notamment à ses articles 48 et 49¹⁰,

⁸ Voir ci-après la section Plaidoyer; Paragraphe 13.

⁹ *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de Distribution*: Chapitre 3, les paragraphes 11 et 19 qui réfèrent aux taux de pertes de transport et le paragraphe 21 qui réfère à la description des contrats post-patrimoniaux existants ou en cours d'acquisition.

¹⁰ *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de transport: Section 6: Besoins de transport et planification du réseau.*

prévoit que le Transporteur, dans le cadre exclusif d'un dossier tarifaire, doit produire les informations requises à la détermination du coût de service, du revenu requis, des besoins de transport et de planification du réseau de transport ainsi que d'autres objets reliés à la tarification et à la commercialisation du service de transport d'énergie.

Le Distributeur et le Transporteur bénéficient de régimes de réglementation distincts et mutuellement exclusifs. Le simple fait que le Transporteur « transporte l'électricité » pour la charge locale du Distributeur ne peut suffire à remettre en cause le cadre réglementaire mis en place par la LRÉ comme la FCEI le soumet.

Plaidoyer, paragraphe 13

La FCEI allègue au paragraphe 13, qu'elle respecte le cadre réglementaire. Or dès le paragraphe suivant, elle ignore totalement cette affirmation et se lance dans des digressions qui font totalement abstraction du cadre réglementaire.

Tel que mentionné en plaidoirie, le Distributeur a fait les démonstrations requises à la Régie¹¹ afin de s'assurer que la « charge locale » dispose en priorité d'un accès au réseau de transport de TransÉnergie (ci-après Transporteur), soit par le biais de la désignation des ressources requises.

La FCEI a saisi cette occasion afin de remettre en cause le modèle de réglementation mis en place par la LRÉ et ce, sans assise factuelle ou légale valable.

Avec respect, la Régie devrait rejeter les propositions de la FCEI et ce, notamment pour les motifs suivants.

Le Transporteur applique des tarifs et conditions conformes au modèle de la FERC qui est standard en Amérique du Nord. Selon ce modèle, la charge locale est ultimement responsable des coûts de transport puisque dans le cas où il n'y aurait aucune réservation de point à point, elle serait tenue d'assumer seule l'ensemble des coûts de transport. Les réservations de point à point contribuent donc à réduire la facture de la charge locale.

Le Distributeur est facturé en vertu du service d'alimentation de la charge locale :

- Facture fixe sur la base de la pointe prévue.
- En cas de besoins supérieurs aux besoins prévus, le Transporteur assure sans frais additionnels le service de transport au Distributeur à partir du réseau existant, incluant le recours aux

¹¹ Voir notamment HQD-1, Document 1, p.27.

interconnexions à partir de ressources non désignées, sans frais additionnels.

- Par contre, si les besoins s'avèrent inférieurs aux besoins prévus, le Distributeur ne bénéficiera d'aucun crédit direct, puisque le réseau a été planifié et construit en fonction des besoins prévus.
- Le Transporteur optimise son réseau en rendant disponibles les capacités non utilisées. Tout revenu aura pour effet de réduire les revenus requis totaux du Transporteur au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

Les clients du service de point à point doivent réserver des capacités et payer le tarif applicable selon la durée du service (annuel, mensuel, hebdomadaire, quotidien ou horaire).

- En cas de besoins supérieurs, le client de point à point devra acheter de la capacité additionnelle.
- Le Transporteur peut offrir les capacités de transport non utilisées sur OASIS et les revendre.
- Le service de point à point s'apparente aux reventes de capacité achetée et non utilisée par les utilisateurs des réseaux gaziers où la capacité achetée peut être revendue si non utilisée.
- En l'absence de capacité excédentaire disponible sur le réseau de transport, TransÉnergie ne pourrait pas commercialiser un service point-à-point non ferme.

Tel que mentionné à plusieurs reprises lors de l'étude du dossier, le Transporteur a intégré dans sa planification la possibilité de répondre à des pointes exceptionnelles de 4 000 MW au-delà de la pointe prévue. Cette mesure est au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du service de transport, en termes de fiabilité du réseau, lorsque surviennent des pannes d'équipements de transport.

Le concept de réserve n'existe pas en transport de l'électricité. Le Transporteur applique ses critères de planification de façon à assurer une alimentation ferme de la charge locale. Pour soulager une contrainte sur le réseau, le Transporteur doit réduire les quantités de tous les clients fermes au pro rata de leurs transactions respectives.

De façon préliminaire, en acceptant les propositions de la FCEI, ceci entraînerait l'ajout de 4 000 MW aux besoins de la charge locale.

De là, le Distributeur suggère à la Régie de rejeter les propositions de la FCEI et ce, en conformité avec le cadre réglementaire.

Plaidoyer FCEI, paragraphe 28:

L'affirmation selon laquelle « [l]orsque le Distributeur ne présente pas clairement dans son Plan ses besoins en transport totaux [...] il en résulte

que les besoins totaux en question ne se transmettent pas au Transporteur [...]» est erronée et démontre manifestement une méconnaissance fondamentale des conditions applicables au service de transport pour la charge du Distributeur, lesquelles sont en vigueur depuis le 16 janvier 2003¹².

En effet, la partie IV des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, lesquels ont été dûment approuvés par la Régie, décrit les conditions du « *service de transport pour l'alimentation de la charge locale* ». Entre autres dispositions, les articles 37 à 39 énoncent clairement les obligations du Distributeur envers le Transporteur, quant à la désignation de ses besoins de transport. En particulier, l'article 37.1 prévoit que :

Le Distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

- (i) une description de la charge à chaque point de livraison. [...] La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires à la pointe coïncidente et non coïncidente, en été et en hiver ; [...]
- (iii) une description des ressources du Distributeur (actuelles et prévues sur 10 ans) [...].
- (iv) l'utilisation prévue de chacune des interconnexions du réseau du Transporteur avec les réseaux voisins (actuelles et prévues sur 10 ans), en MW et en MWh, en période de pointe et hors pointe, pour chacune des années visées.

Le Distributeur se conforme à ces exigences.

6. GRAME

6.1. Sommaire de la position de l'intervenant

L'intervenant suggère dans son argumentation écrite du 26 juin 2008, entre autres choses, ce qui suit:

- Balisage et revue des technologies en efficacité énergétiques (page 6).
- La formation d'un groupe de travail concernant le cadre réglementaire fédéral à l'égard des GES et un suivi de démarches du Distributeur en matière de CER (page 8).

¹² Décision D-2003-12.

- Une analyse des critères reliés à l'appel d'offres pour le second bloc éolien (page 9).
- Une revue des développements en termes de subventions à la production et de subventions au développement technologique dans le secteur de l'environnement (page 12).
- Une étude afin de connaître les opportunités d'affaires dans le cadre de partenariats commerciaux (page 13).

6.2. Réplique du Distributeur

Avec respect pour l'opinion contraire, les demandes de l'intervenant sont hors du cadre de ce dossier ou en porte à faux avec la mission du Distributeur, à savoir:

- Le Distributeur n'envisage pas d'appel d'offres en énergie ouvert à toutes les sources et ce, sur l'horizon du Plan. Les travaux suggérés sont peut-être intéressants pour l'intervenant mais ils sont inutiles pour les besoins identifiés au Plan (appel d'offre en puissance).
- Tel que le bilan en énergie le démontre bien, suite à la mise en place des diverses options, les quantités d'énergie susceptibles d'être revendues par le Distributeur sur les marchés sur l'horizon du Plan sont somme toute minimales. Le Distributeur assure déjà un suivi dans le cadre de la gestion de ses opérations des cadres réglementaires reliés au GES et CER. Un groupe de travail ne présente donc aucune valeur ajoutée à cet égard.
- Les contrats reliés à l'appel d'offres pour le second bloc d'énergie éolienne seront produits pour approbation à la Régie sous peu. Les critères inclus à la grille de sélection ont fait l'objet de décisions de la Régie et celle-ci a exercé son pouvoir de surveillance sur cet appel d'offres. De là, avec respect, l'analyse suggérée est sans pertinence pour l'étude du Plan.
- Il n'entre pas dans la mission du Distributeur de se lancer dans des projets de recherche et développement ou de sonder le marché pour d'éventuels partenariats. La LRÉ prévoit que le Distributeur doit procéder par appel d'offres pour se procurer des approvisionnements post patrimoniaux et les matières reliées au PGEÉ dépassent le cadre de ce dossier.

7. OC

De façon générale, l'intervenant appuie le Plan soumis par le Distributeur¹³.

¹³ Plan d'argumentation d'Option consommateurs, aux pages 3, 4 et 5.

Pour l'intervenant, la prévision de la demande est raisonnable; le critère de fiabilité est respecté; le Distributeur dispose de moyens et de flexibilité pour faire face à la demande et les études reliées à l'énergie éolienne doivent être complétées afin d'évaluer le «niveau du service d'équilibrage».

8. RNCREQ

8.1. Sommaire de la position de l'intervenant

Dans son argumentation, l'intervenant suggère entre autres ce qui suit:

- Il endosse les conclusions du rapport de M. Raphals et suggère donc « Interrompre le service d'équilibrage » (page 5).
- « Faire preuve de plus d'efforts en vue de faire progresser le JED » (page 8).

8.2. Réplique du Distributeur

Justification de l'intégration éolienne

Le Distributeur a largement démontré l'importance d'une intégration fonctionnelle de l'énergie éolienne qui tient compte de son caractère variable et imparfaitement prévisible. Ces aspects ont été discutés lors des dossiers du Plan d'approvisionnement 2005-2014¹⁴, de la demande d'approbation de l'entente d'intégration éolienne¹⁵ et dans le présent Plan. Le tout fut d'ailleurs reconnu « d'intérêt public » par la Régie et ce, même si des études restent à compléter. Ceci est omis par l'intervenant (idem pour M. Raphals).

L'intervenant (idem pour M. Raphals) néglige de considérer que le service d'intégration de l'énergie éolienne assure une garantie de puissance qui permet d'inscrire 350 MW au bilan de puissance. Ce qui est fondamental dans le contexte actuel.

L'intervenant (idem pour M. Raphals) omet également de considérer, que la contribution naturelle en puissance pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur est prise en compte pour déterminer le prix payable pour le service de puissance complémentaire prévu à l'entente d'intégration¹⁶. La vision parcellaire et

¹⁴ D-2005-178, pages 25 à 27.

¹⁵ R-3573-2005, décision D-2006-27, rubrique 5, page 12.

¹⁶ Voir le paragraphe 5.2.1 d) et les définitions de *quantité contributive* (1.9) et de *quantité contributive estimée* (1.10) à l'Entente d'intégration éolienne.

sélective de l'intervenant (idem pour M. Raphals) devrait, encore une fois, être rejetée par la Régie.

Finalement, le Distributeur réitère la nécessité de maintenir l'entente actuelle en place. À cet effet, il porte à l'attention de la Régie que « *l'entente d'intégration actuelle facilite l'intégration de la production éolienne au portefeuille d'approvisionnements du Distributeur, particulièrement dans le contexte où la contribution en puissance d'un nombre limité de parcs éoliens est incertaine* » (HQD-3, Document 2, p.34).

Jumelage éolien diesel

En ce qui concerne la « marche forcée » que suggère l'intervenant à l'égard du JED, celui-ci omet un élément fondamental: les échéanciers de réalisation des projets JED ne sont pas sous l'entier contrôle du Distributeur.

Tel que mentionné en audience et dans la preuve écrite, le Distributeur est fermement engagé envers le JED. Au-delà des complexités techniques et des choix technologiques, le Distributeur se doit d'assurer l'acceptabilité sociale du JED. Donc, il ne peut imposer ou dicter aux communautés d'accueil des échéanciers qui bousculent leurs façons de faire ou qui écartent sans considération leurs préoccupations, leurs priorités ou leurs projets.

Le Distributeur maintient sa position à l'effet qu'il souhaite une implantation couronnée de succès du JED et que pour ce faire, il doit agir de façon structurée et respectueuse des communautés locales.

9. ROEE

9.1. Sommaire de la position de l'intervenant

De façon non exhaustive, le Distributeur souhaite répliquer aux arguments suivants avancés par le ROEE, soit :

- Les références aux coûts mentionnés au rapport de balisage déposé par le Distributeur (HQD-1, Document 2, Annexe 6D). L'intervenant suggère à cet égard que les coûts d'intégration sont plus élevés pour le Distributeur que les autres distributeurs échantillonnés dans ce balisage;
- L'apport, discutable selon cet intervenant, des simulations de charge dans le calcul de la contribution en puissance de l'énergie éolienne. Plus particulièrement, le ROEE remet en question le

degré de précisions et d'utilité des simulations de charge fournies par le Distributeur.

9.2. Réplique du Distributeur

Plaidoirie de l'intervenant

Tout d'abord, quelques éléments de réplique générale à la plaidoirie de l'intervenant :

- L'intervenant souhaite la mise en place d'un véritable processus de planification avec la participation du public¹⁷ : Il s'agit d'une affirmation sans fondement à la lumière notamment du processus mis en place dans ce dossier. Toutes les décisions importantes reliées à la gestion des activités d'approvisionnement du Distributeur ont été soumises pour approbation à la Régie et celle-ci a permis la participation du public dans chaque cas.
- L'intervenant allègue que le Distributeur ne met pas en place assez rapidement les éléments qui permettent le déploiement des énergies renouvelables en réseaux autonomes¹⁸ : Il s'agit d'une affirmation désincarnée. Le Distributeur est fermement engagé dans un processus de remplacement maximal de la production d'électricité par le mazout en réseaux autonomes. Pour ce faire, il dispose déjà de l'appui du gouvernement par le biais de la nouvelle stratégie énergétique, de la Régie et des groupes environnementaux. Le rythme de déploiement du JED en réseaux autonomes n'a que peu à voir avec les prix du mazout. La réalité est qu'il y a peu de systèmes JED en opération dans le monde. Les multiples défis techniques, commerciaux et opérationnels sont nettement sous-estimés par l'intervenant et les autres participants à l'audience.
- Le procureur de l'intervenant cite plusieurs décisions de la Régie de façon incomplète et sans but apparent autre que de référer au cadre réglementaire¹⁹ : Il s'agit d'une vision sélective qui omet que la Régie a déclaré que l'article 5 LRÉ est une disposition interprétative qui ne confère aucun pouvoir supplémentaire ou spécifique (A-2005-01, p.33 ss. et D-2005-216, p.6 ss.). De plus, le procureur omet que la Régie a déclaré que le Distributeur a introduit dans son plan d'approvisionnement des éléments qui concernent le développement durable. Pour conclure sur ce sujet, elle demandait l'introduction d'un critère non monétaire relié au développement durable à intégrer dans la grille de sélection

¹⁷ N.s., volume 6, pp.142-143.

¹⁸ Id, p.144.

¹⁹ Id, pp. 149-156.

applicable aux appels d'offres de long terme, ce qui fut fait (D-2002-169, pp.66 à 72 et le dossier R-3525-2004 : D-2004-212).

Utilisation des coûts mentionnés au rapport de balisage

Les données sur les coûts d'équilibrage, présentées dans le rapport de balisage du Distributeur représentent des résultats d'études réalisées dans d'autres juridictions où les impacts de l'intégration ne sont que partiellement couverts. M. Raphals suggérait alors que les cas comparables à celui d'Hydro-Québec en matière de coût d'équilibrage étaient parmi les moins coûteux parmi ceux qui étaient répertoriés dans l'étude (n.s. volume 5, pp.119-122 et volume 6, p.167).

Le Distributeur soutient, conformément à ce qui est mentionné dans le rapport de balisage, que les résultats rapportés sont issus d'études difficilement comparables, autant sur le plan méthodologique que par le contexte où la production éolienne est intégrée (HQD-1, document 2, Annexe 6D, p.36). En plus, ils ne couvrent pas l'ensemble des aspects reliés aux coûts d'intégration de la production éolienne. (HQD-1, document 2, Annexe 6D, pp.37-38)²⁰.

Par ailleurs, l'entente d'équilibrage actuellement en vigueur, tel que l'a souligné M. Zayat en réponse aux questions du procureur de la Régie, couvre tous les impacts de l'intégration, y compris ceux reliés à « tous les services complémentaires nécessaires pour pouvoir intégrer l'éolienne ». (n.s. volume 2, p.37).

Le Distributeur souligne qu'il serait inapproprié d'extrapoler hâtivement des coûts d'intégration de la production éolienne au Québec à partir du résultat de quelques-unes de ces études. Surtout que M. Raphals n'a aucunement appuyé ses conclusions à cet égard sur une analyse proprement dite. Il s'est borné à examiner de façon superficielle des données recueillies par le Distributeur dans son exercice de balisage²¹.

Il est d'ailleurs très discutable d'affirmer, comme le procureur du ROÉÉ²², que les coûts reliés à l'intégration de la filière éolienne pourraient désavantager cette filière lors des appels d'offres futurs du Distributeur. Cette affirmation ne repose sur aucune analyse et à l'horizon du Plan, le Distributeur disposera de 3 500 MW d'énergie de source éolienne. De

²⁰ Dans cette foulée, le Distributeur s'interroge d'ailleurs sur les raisons qui ont motivé M. Raphals à comparer le cas d'Hydro-Québec à celui des pays de l'Europe du Nord plutôt que d'utiliser le cas de Bonneville Power, exposé en détail dans le rapport de balisage (HQD-1, document 2, Annexe 6D, pp.39-40), dont la production est également à prédominance hydroélectrique.

²¹ N.s., volume 5, pp. 119 ss.

²² N.s. volume 6, p.169.

plus, aucun appel d'offres en énergie, ouvert à toutes les sources, n'est envisagé sur l'horizon du Plan.

M. Raphals²³ propose que la fourniture des services complémentaires reliés à l'intégration de l'énergie éolienne soit intégrée aux *Tarifs et conditions du service de transport de TransÉnergie*. Il souligne à cet égard que « pour tous les autres clients, les coûts au réseau qui sont imposés par une ressource quelconque, comme l'éolienne, sont intégrés dans les tarifs de transport, c'est pour ça qu'il y a un service d'écart de réception... » (N.s. volume 5, pp. 125-126).

Le Distributeur souligne que cela ne règle en rien la question principale qui concerne l'impact réel des éoliennes sur la quantité de services complémentaires additionnels reliés à la présence de production éolienne sur le réseau. Si TransÉnergie devait jouer un rôle d'intermédiaire dans la fourniture de ces services, elle devrait les acquérir auprès d'un producteur et le Distributeur devrait tout de même les payer. Les frais qui en découleraient n'ont jamais été estimés ni pris en compte par M. Raphals.

Le maintien de l'entente actuelle constitue une police d'assurance contre des frais potentiellement plus élevés et d'éventuels problèmes d'approvisionnement en puissance. D'une part, tel que l'a fait ressortir le témoignage de M. Zayat, le coût prévu de l'entente d'intégration pour 2009 s'élève à environ 6 millions de dollars (n.s. volume 1, p.72)²⁴, ce qui est minime par rapport à l'ensemble des coûts impliqués par la production éolienne. D'autre part, l'entente d'intégration couvre, en retour, un ensemble de besoins dont « les livraisons uniformes tout au long de l'année, les provisions pour aléas, les impacts sur les besoins de réserve et assure une contribution en puissance » (n.s. volume 1, p.71).

Remise en question de la précision des simulations de charge

M. Raphals tente de mettre en doute la précision des données de charge simulées pour les fins des études sur la production éolienne : « je ne suis pas convaincu qu'elles sont suffisamment précises pour être utiles pour les études de la concordance entre la production éolienne et la fine pointe » (Vol 5, pp 111-112). Enfin, dans sa plaidoirie, le ROÉÉ demande « d'étudier la fiabilité du modèle sur la prévision de la pointe pour chacune des années depuis deux mille un (2001) afin de vérifier si vraiment on

²³ En réponse aux questions du procureur d'HQD, le Distributeur déplore que M. Raphals n'ait pas été en mesure de répondre aux questions concernant les coûts du service d'intégration éolienne pour l'année 2007 car il s'agit d'informations qui ont été produites au dossier en réponse à une demande de renseignement du ROÉÉ-RNCREQ. Voir HQD-3, Document 9, réponse 1.3, page 6 et HQD-3, Document 9, Annexe 4 en liasse et n.s. volume 5, pages 138 et 139.

²⁴ Contrairement à l'exercice arithmétique erroné auquel s'est livré le procureur du ROÉÉ. Voir n.s, volume 6, page 168.

peut faire les études sur la base de ces simulations là. » (N.s. volume 6, 165).

M. Raphals, tire sa conclusion d'une analyse comparative des simulations aux données réelles de charge pour 2006. Le Distributeur soumet avec respect que les données fournies doivent être utilisées avec soin en tenant compte de toutes les hypothèses sous-jacentes aux simulations effectuées.

La composition des fichiers de simulations a été expliquée lors du témoignage de M. Mongeon. Il a alors expliqué sommairement la méthode utilisée pour obtenir 252 simulations à partir de 36 climatologies historiques. Il élaborait alors un exemple où, lors d'une année donnée, une climatologie coïncidait avec un dimanche et que « la même climatologie, vous la décalez d'une journée, ça devient un lundi. La même climatologie va devenir une prévision, ou une simulation différente. » (N.s. volume 1, pp. 143-144).

Or les écarts observés par M. Raphals sont précisément dus à l'effet du décalage de calendrier. Si le décalage de calendrier n'avait aucun effet sur les résultats des différentes simulations, le Distributeur n'aurait pas besoin de procéder à 252 simulations, au lieu de 36.

À cet égard, le Distributeur insiste sur la grande qualité des simulations de charge, plus précises, par exemple, que les simulations de production éolienne²⁵, et largement plus exhaustives que les calculs et analyses réalisés par M. Raphals.

Les services complémentaires - encadrement réglementaire

L'approvisionnement en électricité patrimoniale inclut les services nécessaires et reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, à savoir des ressources suffisantes pour couvrir les livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale, ainsi que les aléas de production et climatiques en puissance.

Afin de formaliser le partage des responsabilités entre le Distributeur (la demande liée aux besoins post patrimoniaux) et le Producteur (l'offre d'électricité patrimoniale), ceux-ci ont conclu une entente de services complémentaires (HQD-1, Document 2, Annexe 4A) afin de délimiter les services associés à la livraison de l'électricité patrimoniale et ce, en conformité avec le décret 1277-2001²⁶.

²⁵ D'ailleurs, dans le cas de ces dernières simulations, M. Weis a souligné le caractère approprié et la rigueur de la méthodologie utilisée (Pièce C-13-5, page 2).

²⁶ Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale, D-1277-2001 du 24 octobre 2001.

Les contrats d'approvisionnement en énergie éolienne sont une des composantes des approvisionnements post patrimoniaux du Distributeur.

Selon le décret précité, le Distributeur doit assurer les services complémentaires liés aux approvisionnements post patrimoniaux. Le fait que l'allocation finale du profil horaire (bâtonnets) de l'électricité patrimoniale intervient à la fin de l'année en cause ne change rien à cet état de fait.

Avec respect pour l'avis contraire exprimé par M. Raphals, les services complémentaires qui se rattachent à l'électricité patrimoniale ne peuvent être utilisés afin de pourvoir aux services complémentaires qui sont requis à l'égard des approvisionnements post patrimoniaux du Distributeur dont l'énergie de source éolienne.

10. S.É./AQLPA

10.1. Sommaire de la position de l'intervenant

Le Distributeur souhaite répliquer à l'argumentation développée par SÉ-AQLPA, à propos de l'introduction d'un critère de planification additionnel voulant que le Distributeur ne s'expose pas à des reventes sur les marchés de court terme hors Québec supérieures à 3,5 TWh par année, lorsqu'il fait face à un surplus en énergie « correspondant à un écart-type en deçà du scénario moyen de la demande à cinq ans d'avis »²⁷.

Le Distributeur souhaite également revenir de façon spécifique sur certaines recommandations avancées par SÉ-AQLPA relatives au jumelage éolien diesel en réseaux autonomes. Ces recommandations sont les suivantes :

Paragraphe 3.4 : L'intervenant demande de préciser dans les futurs plans d'approvisionnement les réfections complètes de centrales en réseaux autonomes et les remplacements de groupes diesels.

Paragraphe 3.5 : SÉ-AQLPA souhaite que le Distributeur entreprenne dès à présent des projets de jumelage éolien diesel (JED) moyenne pénétration sans attendre la disponibilité de la haute pénétration.

Paragraphe 3.6 : Selon l'intervenant, en raison de l'émergence en réseaux autonomes de formes d'énergie alternatives telles le JED, les raccordements au réseau intégré et la valorisation excédentaire électriques, le Distributeur devrait déposer un plan détaillé des

²⁷

Plan d'argumentation SÉ-AQLPA, paragraphe 2.2, page 2

modifications aux tarifs dissuasifs et aux programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes qu'il serait souhaitable d'ajuster.

Paragraphe 3.7 : L'intervenant recommande que le Distributeur dépose dans le prochain état d'avancement une étude de faisabilité de l'ajout de panneaux photovoltaïques en réseaux autonomes.

Paragraphe 3.9 : En matière de JED, SÉ-AQLPA propose au Distributeur de conclure des ententes de partenariat ou autres corporations requises pour profiter des aides gouvernementales applicables et en faire un suivi à la Régie dans le cadre des rapports annuels et des états d'avancement.

10.2. Réplique du Distributeur

Nouveau critère de planification

À l'appui de sa recommandation, SÉ-AQLPA souligne que la mission première du Distributeur est de distribuer l'énergie aux Québécois (n.s. volume 6, pp.199-200).

Le Distributeur soumet à la Régie que l'objectif est louable, mais peut très bien être rencontré par l'adoption d'un ordre de priorité dans les moyens déployés par le Distributeur pour gérer d'éventuels surplus.

En plus, le critère, tel que proposé laisse ouverte la question de la quantité de surplus susceptible d'être écoulee sur les marchés de court terme au Québec. Finalement, le Distributeur pourrait se retrouver dans une situation où aucune contrepartie n'est disposée à offrir des options permettant de constituer la marge de manœuvre requise pour rencontrer le critère proposé.

Paragraphe 3.4

Le Distributeur réitère que les remplacements de groupes diesel dans les centrales thermiques en réseaux autonomes ne constituent pas des éléments devant être traités dans le cadre des plans d'approvisionnement. Ces remplacements ne sont pas toujours prévus ou prévisibles (p. ex. en cas de perte ou de panne majeure) et n'amènent pas nécessairement des augmentations de puissance²⁸. Ces remplacements de groupes n'ont par ailleurs aucune incidence sur la mise en œuvre de JED.

²⁸

Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, p. 25, art. 47.

Paragraphe 3.5

La position de l'intervenant relativement au taux de pénétration du JED, et en particulier la recommandation « *de réaliser des jumelages éolien-diesel à moyenne pénétration dans la totalité des villages du Nunavik et à Anticosti* » fait totalement abstraction de la preuve du Distributeur, selon qui « *il n'y a aucun débat sur la pénétration éolienne ciblée. On ne cible pas une pénétration éolienne. On cible un projet qui est rentable et optimalement rentable, si possible*²⁹. »

Verbalement, le procureur a remis en question les coûts avancés par le Distributeur dans ses évaluations, entre autres le coût des lignes et des routes³⁰. Il remet également en question la non-rentabilité de réaliser une installation de JED en plusieurs phases³¹. Ces prétentions reposent sur des affirmations non fondées de son analyste, lequel n'a pourtant démontré aucune expérience en matière de construction, en milieu nordique, et n'a pas de connaissance personnelle des caractéristiques des communautés du Nunavik. La Régie a d'ailleurs statué que « *le curriculum vitae de [cet analyste] ne permet pas de conclure qu'il a une expérience ou une expertise pointue en matière d'évaluation de la ressource éolienne.* » Le Distributeur rappelle que ses propres évaluations sont basées sur des données réelles, d'ici et d'ailleurs³².

Par ailleurs, la proposition de l'intervenant de ne plus avoir recours à l'IREQ pour ses études et projets est absurde, vu l'expertise démontrée de celui-ci.

Paragraphe 3.6.

Les propositions de l'intervenant sont prématurées et, de toute façon, inapplicables. En effet, les modifications éventuellement apportées aux programmes d'efficacité énergétique dont bénéficient les communautés en réseaux autonomes doivent obligatoirement faire l'objet de négociations avec les personnes touchées et chaque cas en est un d'espèce. Plus qu'une solution universelle, le Distributeur recherche des solutions équitables, concept dont la codification nous apparaît futile.

Paragraphe 3.7

Le Distributeur réitère qu'il suit l'évolution des solutions autres que thermiques en réseaux autonomes³³. Lorsque des technologies autres

²⁹ Témoignage de M. Alain Forcione, n.s. phase 2, vol. 2, p. 85.

³⁰ N.s. p. 224.

³¹ N.s. p. 225-227.

³² N.s. p. 138-142.

³³ Voir, par exemple HQD-3, Document 1, annexe 3.

que le JED pourront répondre à ses besoins à un meilleur coût pour la clientèle, le Distributeur fera les études de faisabilité nécessaires et verra éventuellement à les proposer en temps opportun.

Paragraphe 3.9

Le modèle d'affaire que le Distributeur retiendra pour le JED reste encore à déterminer. Ce modèle dépendra entre autres des attentes des communautés visées et des ententes qu'il pourra conclure avec les fournisseurs ou promoteurs.

En ce qui a trait au réseau l'intégré, l'intervenant suggère que les études sur l'intégration éolienne devrait être déposé à l'automne pour en permettre un examen en audiences par les intervenants et la Régie. Le Distributeur soumet que tel que prévu au cadre réglementaire ces études seront versées dans le cadre des états d'avancement du Plan d'ici novembre 2008 ou novembre 2009, selon le calendrier annoncé par le Distributeur en cours d'audiences.

11.UC

11.1. Sommaire de la position de l'intervenant

L'Union des consommateurs soumet que certains moyens devraient être inclus afin de répondre aux besoins en puissance et ce si possible avant de finaliser un appel d'offres de puissance. Parmi ces moyens figurent entre autres :

- L'entente d'intégration éolienne et la contribution des éoliennes aux besoins de puissance qu'UC estime sous-évaluée. En ce sens, les résultats des analyses en cours auraient avantage à être connus avant de lancer un appel d'offres pour de la puissance³⁴.
- La tarification différenciée dans le temps (TDT). UC souhaite que ce sujet fasse l'objet d'un suivi dans le cadre des états d'avancement du plan d'approvisionnement et des dossiers tarifaires

11.2. Réplique du Distributeur

Les conclusions des études du Distributeur, notamment à propos de la contribution en puissance des éoliennes, contribueront certainement à orienter les décisions concernant le renouvellement de l'entente d'intégration éolienne. Ainsi, l'entente d'intégration pourrait contenir une quantité de puissance complémentaire qui tienne compte de la contribution propre des éoliennes. À cet effet, le Distributeur a mentionné

³⁴

Argumentation de l'Union des Consommateurs, page 9.

en cours d'examen du dossier que la contribution en puissance à des fins de planification peut être assurée "par une entente d'intégration éolienne ou par la contribution propre des éoliennes" (HQD-3, document 7, p.28)

Par contre, les besoins additionnels en puissance sont importants. Rappelons à cet effet que, pour l'hiver 2012-2013, le Distributeur devra acquérir des approvisionnements additionnels en puissance de 1 760 MW, alors que la contribution des marchés de court terme est évaluée à 500 MW (HQD-4, doc.7, p.4). Ainsi, dans la mesure où ce bilan de puissance se confirme, il sera nécessaire de trouver de nouvelles sources d'approvisionnement pour environ 1 260 MW. Ces besoins, pourraient difficilement être effacés ou même réduits de moitié, par suite des conclusions des études sur la contribution en puissance des éoliennes.

Par ailleurs, la demande de suivre le projet de TDT simultanément dans le plan et dans les dossiers tarifaires apparaît superflu, prématuré et débordant du cadre réglementaire du plan d'approvisionnement. Le projet de TDT, rappelons-le, est un projet pilote, de nature strictement tarifaire, dont la contribution comme moyen de libérer de la puissance est encore inconnue à ce jour. Un projet de suivi de ce projet est déjà prévu dans le cadre des dossiers tarifaires. Un suivi simultané dans plusieurs dossiers ne viendrait que dupliquer inutilement les activités. Le Distributeur demande donc à la Régie de rejeter cette proposition. Ceci étant, le Distributeur intégrera à son plan d'approvisionnement ou à ses états d'avancement, les quantités associées à une TDT dès que la Régie aura approuvé les paramètres de cette option tarifaire. Il en va de même pour les accumulateurs thermiques.

12. UMQ

En plaidoirie, le procureur de l'intervenant souligne qu'il souhaite, à l'instar de SÉ-AQLPA³⁵, que les hausses de contribution maximale aux postes de départ de TransÉnergie soient attribuées aux soumissionnaires selon les tarifs et conditions qui prévalent au moment de la signature de l'entente de raccordement plutôt qu'au moment du dépôt de leurs offres auprès du Distributeur³⁶.

Le Distributeur est surpris d'une telle position de l'UMQ pour qui « les coûts de l'énergie influenceront les budgets des municipalités »³⁷.

Comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à une demande de renseignement de SÉ-AQLPA³⁸:

³⁵ Plan d'argumentation en Phase 2, SÉ-AQLPA, 26 juin 2008, page 3, paragraphe 2.5.

³⁶ N.s. volume 6, page 244 ss.

³⁷ Demande d'intervention de l'UMQ, paragraphe 15.

Les fournisseurs et les soumissionnaires qui participent aux appels d'offres du Distributeur acceptent d'être liés par les conditions énoncées aux documents d'appels d'offres. Le Distributeur procède à l'analyse et à l'attribution des contrats en conformité avec les conditions inscrites aux documents d'appels d'offres et avec les divers encadrements d'application générale, comme par exemple la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité approuvée par la Régie.

Le Distributeur et un soumissionnaire retenu au terme de ce processus, dont le contrat est approuvé par la Régie, bénéficient tous deux d'une situation juridique constituée.

Une modification postérieure des tarifs et conditions des services de transport d'électricité, relative à la contribution maximale du Transporteur aux coûts d'un poste de départ ou autre, obligeant le Transporteur à verser une contribution supérieure au fournisseur que ce qui fut considéré lors de l'analyse, aurait un impact sur cette situation. Ainsi, cette contribution supplémentaire serait ultimement au détriment du Distributeur et de sa clientèle qui doivent assumer les frais de transport pour la charge locale.

Le montant maximum de remboursement à recevoir du Transporteur relativement au poste de départ est fixé dans les documents d'appels d'offres et est pris en compte dans l'établissement du prix de l'électricité par le soumissionnaire. Le fait de permettre aux soumissionnaires de bénéficier d'un montant de remboursement supérieur lorsque celui-ci est révisé à la hausse après l'attribution des contrats, aurait un impact sur le coût de service du Distributeur. Une telle pratique irait à l'encontre d'une saine gestion et des intérêts de la clientèle du Distributeur.

La proposition énoncée par l'UMQ (et SÉ-AQLPA) aurait comme conséquence de hausser les factures des clients du Distributeur et ce, à l'entier et unique bénéfice des promoteurs. Nous demandons à la Régie de rejeter cette proposition.

³⁸ HQD-6, Document 7, page 8.

CONCLUSION

Le Distributeur réitère tous les motifs et arguments décrits à son plan d'argumentation du 26 juin 2008 et y ajoute les éléments qui sont décrits à la présente réplique.

À la lumière de ce qui précède et du plan d'argumentation du Distributeur, nous vous soumettons que la preuve offerte par le Distributeur dans le cadre de cette audience est probante et complète.

Le 3 juillet 2008

Affaires Juridiques HQ
HYDRO-QUÉBEC
AFFAIRES JURIDIQUES
(Me Yves Fréchette) *YF*