

C A N A D A

REGIE DE L'ÉNERGIE

**PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL**

NO. : R-3848-2013

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

ET

**UNION DES
CONSOMMATEURS
(UC)**
Intervenante

**DEMANDE D'APPROBATION DES CARACTÉRISTIQUES DU SERVICE
D'INTÉGRATION ÉOLIENNE ET DE LA GRILLE D'ANALYSE EN VUE DE
L'ACQUISITION D'UN SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE**

**PLAN D'ARGUMENTATION
DE
UNION DES CONSOMMATEURS (UC)**

UC intervient dans le présent dossier à titre de représentante des droits et intérêts des clientèles résidentielles avec un accent particulier pour les ménages à faibles revenus et budgets modestes.

Les sujets dont UC a traités dans le cadre du présent dossier ont pour but d'assister et d'éclairer la Régie afin que celle-ci soit en mesure de disposer de l'information nécessaire pour que les services/approvisionnements que devront payer les clientèles dont UC défend les intérêts de même que les conditions d'acquisition de ces services/approvisionnements soient justes, raisonnables, à l'avantage de la clientèle du Distributeur et au meilleur coût possible.

Les positions et recommandations de UC sont clairement énoncées à sa preuve qui est constituée du mémoire de UC préparé par Mme Viviane de Tilly et M. Co Pham¹, des réponses à DDR 1 de la Régie à UC², et des témoignages et pièces présentés en audience³ par UC.

La présente argumentation n'a pas pour but de réitérer tous et chacun des éléments de la preuve de UC mentionnés ci-dessus mais d'attirer l'attention de la Régie sur certains

¹ C-UC-0009;

² C-UC-0011 ;

³ R-3848, Notes sténographiques des 13 et 14 février ; Pièces C-UC -0015, C-UC-0016 et C-UC-0017;

éléments qui y sont contenus et ou d'autres éléments qui n'y ont pas été directement traités.

Contexte

L'entente d'intégration éolienne conclue en 2005 (EiÉ 2005) entre le Distributeur et le Producteur HQ, qui lors de son approbation initiale⁴ par la Régie devait durer 5 ans est toujours en application en 2014.⁵

Les coûts de l'EiÉ 2005 sont importants pour ne pas dire démesurés en rapport avec les services reçus. UC a présenté ces coûts à l'annexe 2 de sa preuve.

La Régie a, à diverses reprises, jugé inadéquats certains aspects de l'EiÉ 2005. Dans le cadre du dossier R-3775, le Distributeur a soumis une proposition, l'EGM, afin de remplacer l'EiÉ 2005 et répondre aux préoccupations de la Régie.

La proposition EGM, bien qu'elle réponde à certaine des préoccupations exprimées par la Régie⁶, a été rejetée⁷ puisque les divers services qui y sont prévus «*doivent faire l'objet d'appels d'offres conformément à l'article 74.1 de la Loi et de la Procédure, notamment en appliquant les principes de traitement équitable et impartial des fournisseurs et de recherche du prix le plus bas. Elle ajoute que ces appels d'offres doivent être conçus de façon à permettre que les besoins puissent être satisfaits par plus d'un contrat d'approvisionnement.*»⁸

En suivi de la décision D-2011-193, qui en date du 12 février 2012 rejetait l'EGM, le Distributeur a initié le 24 avril 2012, un appel de qualification (QA/O 2012-01) en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition de services d'intégration éolienne.

Le 11 mai 2012 le Distributeur a demandé la prolongation de l'EiÉ⁹.

Le 9 juillet 2012, dans le cadre du dossier R-3806-2012, EBM a demandé l'annulation de cet appel de qualification.

Suite à cette demande de EBM la Régie rend la décision D-2012-142, où elle se prononce sur la législation applicable en matière d'approvisionnement et d'appel d'offre.

« [54] L'article 72 de la Loi stipule que :

« tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité [...] doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois [...] » [nous soulignons]

[55] Par ailleurs, l'article 1 du Règlement sur le plan prescrit que le plan d'approvisionnement du Distributeur doit décrire :

« 3° les objectifs que le titulaire [le Distributeur] vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en

⁴ Décision D-2006-27, rendue le 9 février 2006 ;

⁵ Dossier R-3799, D-2012-144 ;

⁶ D-2011-162, paragraphes 254 à 256 et D-2012-142 paragraphes 12 ;

⁷ D-2011-193 ;

⁸ D-2012-142, paragraphe 13 pages 6 et 7; D-2013-193, Motifs paragraphe 142;

⁹ Dossier R-3799-2012;

oeuvre, au cours des 3 prochaines années [...], concernant les approvisionnements additionnels requis [...], et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :

- a) les différents produits, outils ou mesures envisagés;
- b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement;
- c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques;
- d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate; » *[nous soulignons]*

[56] Il ressort clairement de ces dispositions que les caractéristiques des contrats ou ententes que le Distributeur entend conclure doivent être examinées dans le cadre du Plan. Par ailleurs, tout contrat, telle que l'entente de modulation si elle est éventuellement conclue, fera l'objet d'un examen spécifique de la Régie lorsque le Distributeur déposera une demande d'approbation à cet égard en vertu de l'article 74.2 de la Loi.77 » [nous soulignons]

[22] En conséquence, ce sont les caractéristiques des contrats et ententes éventuels, telles qu'envisagées par le Distributeur, que celui-ci doit décrire dans le cadre du Plan et l'examen du Plan par la Régie est le forum approprié pour débattre de ces caractéristiques. À cet égard, la Régie précise qu'elle considère important que le Distributeur soit explicite quant aux objectifs et stratégies qu'il privilégie, aux coûts et risques associés à ces stratégies et aux impacts de celles-ci sur les bilans en puissance et en énergie à l'horizon du Plan.¹⁰(nos soulignés)

«[305]Dans cette optique, la stratégie d'approvisionnement en amont du lancement d'appels d'offres doit permettre de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts.

[306] Comme elle l'indiquait lors de l'audience, la Régie ne retient pas la position du Distributeur selon laquelle la démonstration de la minimisation des coûts ne peut se faire que lors du déploiement de la stratégie présentée dans le Plan et qu'après la conclusion d'une entente.¹¹ (nos soulignés)

[94] Ce n'est pas parce que le Distributeur n'a pas demandé à la Régie d'approuver ces modifications avant de lancer l'appel de qualification que la Régie n'aurait plus maintenant les pouvoirs requis pour approuver ou rejeter ces modifications. C'est en vertu de la Loi que la Régie détient sa compétence et ses pouvoirs et non pas en fonction des choix ou des demandes initiées par le Distributeur.¹²

La Régie rendra peu de temps après la D-2012-144, prolongeant l'application de l'EIE 2005 à titre de mesure intérimaire dans un contexte où le Distributeur ne peut convenir d'une autre entente de manière intérimaire¹³. Cette prolongation est accordée selon la demande du Distributeur en attente de la conclusion des appels d'offres à venir.

Dans sa décision la Régie constate « *des données fournies pour l'année 2011 que l'écart entre les quantités prévues d'énergies produites annuellement par les parcs éoliens (35%) et l'énergie effectivement livrée contraint le Distributeur à devoir*

¹⁰ D-2011-029, paragraphe 22 ;

¹¹ D-2011-162 ;

¹² D-2012-142, page 36

¹³ D-2012-144 paragraphe 40 ;

rembourser le Producteur pour l'énergie qui dépasse le strict besoin d'équilibrage, et ceci dans un contexte de surplus énergétique»¹⁴

La proposition du Distributeur au présent dossier s'inscrit en suivi de ces décisions et vise l'intégration 3,127MW de puissance contractuelle des parcs installés.¹⁵

UC souligne que les quantités d'énergie éolienne visées par le décret de novembre 2013 (1149-2013, 6 novembre 2013) ne devrait pas être inclus à la présente demande d'approbation, tant et aussi longtemps qu'une décision n'aura pas été rendue dans le dossier R-3866-2013.

UC soumet que le Distributeur doit démontrer qu'il recherche un/des produits qui répondent le plus adéquatement possible à ses besoins d'approvisionnement et ce, au plus bas coût possible, pour que la Régie puisse approuver sa demande¹⁶. UC soumet que le Distributeur n'a pas fait cette démonstration.

Cette recherche du plus bas coût possible est une obligation du Distributeur reconnue à plusieurs reprises par la Régie, entre autre dans la décision D-2005-178 où elle précisait : *«Le Distributeur est responsable d'assurer les approvisionnements de sa clientèle, tout en recherchant le plus bas coût possible»¹⁷*

UC souligne également que le Distributeur doit éviter d'engager des approvisionnements superflus ou inutiles considérant entre autres les surplus importants dont il dispose à l'heure actuelle.

INTRODUCTION

Dès 2008, dans le cadre de l'étude du dossier sur le plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie avait émis certaines réserves relativement à EIE de 2005. La Régie précise entre autre *«Elle devrait être renégociée sur de nouvelles bases en tenant compte des commentaires émis plus haut par la Régie»¹⁸*.

La Régie constate dans sa décision D-2008-133 que l'EIE actuellement en vigueur est pour le premier bloc de 990 MW et qu'il devra y avoir élaboration d'une éventuelle entente pour le second bloc de 2 000 MW.¹⁹

UC constate que l'entente dont la Régie recommandait la renégociation sur de nouvelles bases dès 2008 a été prolongée sans modification (outre les quantités) pour une période indéterminée.

Cette situation et les coûts importants générés par l'EIE 2005 préoccupent UC.

¹⁴ D-2012-144 page 26, paragraphe 115;

¹⁵ Notes sténo du 11 février 2014, page 159 ;

¹⁶ D-2011-162 para 305 et 306 ;

¹⁷ D-2005-178 page 23 ;

¹⁸ D-2008-133, page 42 ;

¹⁹ D-2008-133 page 40 ;

UC soumet qu'elle a préparé sa preuve sans s'être questionné sur la validité et l'applicabilité des termes des décrets. Toutefois, tel que soumis par M. Pham lors de son témoignage en audience les positions et recommandations de UC, présentées dans sa preuve écrite et orale demeurent les mêmes quelque soit la décision de la Régie relativement à la demande de l'AQCIE-CIFQ sur l'applicabilité des décrets au présent dossier.

En «Introduction», dans le cadre de son mémoire, UC soulignait les coûts croissants importants de l'EIE 2005, soulignant que ceux-ci avaient atteint 45M\$ en 2012²⁰. Or, en 2013 cette entente aura coûté 64.3M\$.²¹

Soulignons que l'EIE 2005, couvrirait jusqu'en mai 2013 l'intégration de 1 505 MW, puis 2 208 MW au 1^{er} janvier 2014. Considérant qu'à la fin 2015 elle couvrira, si elle est toujours en vigueur 3 139 MW, il devient urgent d'y mettre fin et d'adopter une ou des solutions moins dispendieuses.

Les coûts croissants encourus pour l'EIE 2005, découlent en grande partie des caractéristiques des services qui y sont convenus et des prix qui y sont associés.

UC soumet qu'il sera donc important d'examiner la proposition soumise par le Distributeur dans le présent dossier à la lumière de l'EIE 2005 et des coûts qui en ont découlés mais également, en prenant en considération la proposition soumise par le Distributeur dans le cadre du dossier de l'EGM où le Distributeur visait à réduire ces coûts et à répondre aux préoccupations préalablement énoncés par la Régie.²²

Les décisions rendues par la Régie relativement à l'EIE et l'EGM, sont donc pertinentes et à cet effet UC note la pertinence de l'historique présenté par EBM dans son argumentation.

UC soumet que la proposition soumise par le Distributeur dans le présent dossier reprend plusieurs éléments indésirable et coûteux de l'EIE, et ce sans justifications valables. De plus la proposition s'écarte, sans motifs valables, de plusieurs éléments qui, soit à la demande de la Régie, soit par décision du Distributeur avait été inclus dans l'EGM, et qu'il aurait été approprié de reprendre dans le cadre du présent dossier.

UC a traité de certains de ces éléments dans sa preuve et en traitera brièvement dans la présente argumentation.

UC se prononcera brièvement sur le contenu des décrets et tentera de répondre à la préoccupation soumise par la Régie dans sa décision D-2014-013.

Les décrets

UC a soumis sa preuve sans avoir examiné la validité/applicabilité des décrets. UC soumet toutefois qu'elle est sensible à la contestation de l'applicabilité de partie des décrets présentée par AQCIE CIFQ.

²⁰ Mémoire de UC, C-UC-009, page 5 ;

²¹ R-3848, Engagement no 4, B-0051, page 8 ;

²² D-2008-133, et voir D-2013-021 paragraphe 54 à 53

UC appuie les arguments de l'AQCIE-CIFQ entre autre pour les motifs suivants :

Le Législateur a confié à la Régie une juridiction large et exclusive tel qu'en témoignent entre autres les articles 5 et 31 de la *Loi*.

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

31. La Régie a compétence exclusive pour:

1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;

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;

2.1° surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

(...)

5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.

De manière spécifique et déterminée, le législateur a réservé certains pouvoirs au gouvernement. Ces pouvoirs sont décrits de manière spécifique à la loi. UC soumet que considérant les pouvoirs exclusifs confiés à la Régie, Les pouvoirs conférés au gouvernement ne peuvent être présumés. Ils doivent être énoncés clairement, s'ils doivent avoir préséance sur les pouvoirs attribués exclusivement à la Régie dans son champ de compétence spécialisée.

C'est le cas par exemple à l'article 52.2.2°

2° le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs correspond à celui qui lui est alloué par le gouvernement.

Le gouvernement alloue un coût de fourniture de l'électricité patrimoniale à chacune des catégories de consommateurs en se basant sur l'évolution de ces catégories, sur leurs caractéristiques de consommation, soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution, et conformément aux conditions suivantes:

UC est donc en accord avec l'interprétation soumise par AQCIE-CIFQ, relativement à la portée à donner à l'article 112 alinéas 2.1° et 2.2° et les pouvoirs limités que cet article confère au gouvernement .

112. Le gouvernement peut déterminer par règlement:

2° les frais payables pour l'étude d'une demande soumise à la Régie;

2.1° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, le bloc d'énergie et son prix maximal établis 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 ou de l'appel d'offres du distributeur d'électricité prévu à l'article 74.1;

2.2° déterminer les délais suivant lesquels le distributeur d'électricité doit procéder à un appel d'offres prévu à l'article 74.1;

Un règlement peut prévoir que la participation à l'appel d'offres du distributeur d'électricité est réservée à certaines catégories de fournisseurs et que la quantité d'électricité visée par chaque contrat d'approvisionnement peut être limitée dans les cas où les besoins seront satisfaits par un bloc d'énergie.

Question de la Régie

Dans sa décision D-2014-013, la Régie indique :

«[73] La Régie comprend qu'il est possible que le Distributeur, une fois la décision rendue sur la validité des Dispositions réglementaires contestée, soit dans l'obligation de déposer une nouvelle demande d'approbation. **Elle demande que cet enjeu soit abordé par les participants dans leur plaidoirie.**»²³

UC soumet que cette demande de la Régie pourrait être perçue comme ayant deux (2) volets distincts.

Le premier volet serait relatif à la présente *demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne.*

Or en audience lorsque questionné à savoir si *«nonobstant les décrets sur l'énergie éolienne (...) si vous mettez de côté les décrets en matière d'éolienne qui requièrent que certains services, provenant du Québec ou du Producteur, y soient associés, est-ce que le Distributeur considérerait...même si on met ces décrets de côté, que la proposition qu'il fait dans le présent dossier est la solution la plus optimale, services et coûts confondus, pour ses clients ?*²⁴ Le témoin du Distributeur répond *«oui»*²⁵, puis élabore sa réponse et conclut :

«(...) je pense que le service qu'on a défini, je l'ai mentionné un petit peu tantôt, c'est un service qui permet d'avoir un aspect prévisible, mais surtout qui assure la fiabilité de l'intégration des éoliennes. Et donc, oui, c'est ce qui est très...

Q. Ça serait votre proposition même si le décret ne devait pas...

*R. Absolument.»*²⁶

²³ D-2014-013, page 27

²⁴ R-3848-2013, Notes sténographiques du 11 février 2014, pages 136 et 137;

²⁵ R-3848-2013, Notes sténographiques du 11 février 2014, pages 136 et 137;

²⁶ R-3848-2013, Notes sténographiques du 11 février 2014, page 138;

Il se dégage clairement du témoignage des témoins du Distributeur que même si la Régie devait déclarer inapplicable partie des décrets tel que le demande AQCIE-CIFQ, la demande du Distributeur demeurerait la même puisqu'il estime que sa proposition est la solution optimale nonobstant la validité et l'applicabilité des termes et conditions énoncés aux décrets.

Or le Distributeur a eu l'occasion de présenter sa demande et de la défendre face aux propositions des intervenants. Il a même choisi de ne pas présenter de contre preuve.

UC soumet que le Distributeur a amplement eu l'opportunité de défendre sa proposition, au-delà du simple texte des décrets, ce qu'il a d'ailleurs fait en audience dans sa présentation et lors des contre interrogatoires.

UC soumet que la position présentée par le procureur du Distributeur en argumentation, au paragraphe 9 de son plan d'argumentation est contraire à ce qui a été exprimé par ses témoins en audience.

Il n'est toutefois pas exclu que la Régie, nonobstant sa décision sur la validité des décrets refuse d'approuver la demande du Distributeur telle que soumise et lui demande de modifier *les caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne.*

Dans ce contexte UC soumet qu'il serait hautement désirable que la Régie ordonne au Distributeur de déposer, dans un délais fixe et rapidement, une demande amendée qui tienne compte des recommandations et conditions que la Régie jugeraient acceptables afin de procéder à l'approbation demandée.

En réponse à une telle demande de la Régie, le Distributeur devrait alors déposer une demande amendée d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne, qui réponde aux demandes et exigences que la Régie formulera dans sa décision .

Afin d'accélérer le processus de mise en place des éléments nécessaires et utiles pour l'intégration éolienne, UC soumet que le présent Banc, devrait demeurer saisi du dossier jusqu'au dépôt et l'approbation d'une demande qui réponde aux préoccupations de la Régie et devrait établir un calendrier pour ce faire.

UC soumet qu'il serait important que la Régie fixe un délai précis, le plus court possible, pour le dépôt de caractéristiques et d'une grille d'analyse qui répondent à ses préoccupations, aux exigences de la Loi et au contexte réglementaire puisque, en vertu de la décision D-2012-144, l'EIE 2005 a été approuvé jusqu'à l'approbation de nouvelles ententes d'intégration éolienne. Il est donc urgent afin que les consommateurs payent selon de justes tarifs que cette entente prenne fin et que de nouveaux services d'intégration éolienne soient mis en place.

UC soumet que la Régie pourrait par ailleurs indiquer au Distributeur que son défaut d'agir avec diligence et dans les délais qu'elle aura prescrit, pourrait avoir

des répercussions au niveau des coûts d'approvisionnements reconnus pour fin de la détermination du revenus requis, dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

Le deuxième volet concerne la possibilité pour la Régie, considérant les délais écoulés depuis qu'elle a rendue la décision D-2012-144, et considérant les coûts de l'entente actuelle (EIÉ 2005), de mettre fin à celle-ci si la Régie recevait favorablement la demande de l'AQCIE.

UC soumet que si cette solution était envisagée, il serait raisonnable et équitable de donner l'opportunité au Distributeur d'être entendu.

Cette alternative considérant les coût et délais pour y procéder ne devrait toutefois être envisagé que si l'étude du dossier en vue de l'approbation de nouveaux services pour l'intégration éolienne doit tarder et se prolonger.

Toutefois UC soumet que dans le cadre de sa décision à être rendue dans le présent dossier la Régie a toute la discrétion et les pouvoirs d'indiquer au Distributeur quelles sont ses attentes relativement aux divers services nécessaires pour l'intégration éolienne et d'imposer des délais stricts pour le dépôt d'une demande révisée qui soit conforme à la Loi et aux attentes de la Régie, en vue de la tenue d'appel d'offres à brève échéance.

Preuve de UC

Modalités des livraisons et retours d'énergie

Dans sa proposition le Distributeur recherche des retours uniformes. Dans sa preuve il justifie sa position en se référant à la décision D-2011-193.²⁷

Cette décision a été rendue sur la demande d'approbation de l'EGM. Pourtant dans ce dossier le Distributeur demandait des retours d'énergie modulés, reconnaissant que les livraisons uniformes n'étaient plus appropriées.²⁸

Dans sa preuve UC présente son analyse et sa compréhension de la décision D-2011-193²⁹ et conclut que dans cette décision «*la Régie n'a pas statué qu'il faut ou ne faut pas viser des retraits modulés en fonctions des besoins énergétiques des consommateurs. Elle ne s'est pas prononcée non plus sur la pertinence ou l'adéquation d'un niveau quelconque de puissance complémentaire dans une entente d'intégration éolienne.*»³⁰

Toutefois, dès la décision D-2008-113 la Régie indiquait au sujet de l'EIÉ de 2005 :

*Si une entente d'intégration éolienne était nécessaire, celle actuellement en vigueur ne devrait pas, selon la Régie, être renouvelée aux mêmes termes et conditions. Elle devrait être renégoциée sur de nouvelles bases en tenant compte des commentaires émis plus haut par la Régie.*³¹

²⁷ HQD-2 document 1, demande de renseignements no 1 de la Régie, Réponse à la question 6.5 ;

²⁸ R-3775-2011, HQD-2 document 3 page 4 à 5;

²⁹ Mémoire de UC, C-UC-0017, pages 10 à 13;

³⁰ Mémoire de UC, C-UC-0017, page 13;

³¹ D-2008-133 page 42 ;

Or, ces commentaires de la Régie portaient sur :

La garantie de puissance

- la Régie estime que le Distributeur sera en mesure d'inscrire à son bilan une quantité de puissance éolienne non assortie d'une garantie de puissance.³²

Les livraisons uniformes

- La Régie constate que la concordance des besoins du Distributeur et de la production supérieure des éoliennes en période d'hiver contribue à diminuer le besoin d'équilibrage tout au long de l'année.
De plus, le Distributeur dispose d'un contrat d'électricité patrimoniale qui permet un reclassement des bâtonnets de la courbe des puissances classées selon ses besoins réels ainsi que d'une entente cadre qui permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles du Distributeur au-delà du profil de l'électricité patrimoniale. Ces deux outils fournissent au Distributeur une grande flexibilité et lui procurent un avantage unique par rapport aux autres distributeurs d'électricité. Selon le rapport de balisage réalisé par le Distributeur, la variabilité de la production éolienne diminue avec une plus grande dispersion géographique des éoliennes sur le territoire. La Régie constate que la prise en compte de ce facteur dans le renouvellement ou l'élaboration d'une entente d'intégration éolienne deviendra importante avec la mise en service des parcs éoliens du second bloc d'énergie éolienne.³³

La Régie conclut, sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise.³⁴ (nos soulignés)

La puissance complémentaire

- La puissance complémentaire prévue à l'entente d'intégration éolienne actuelle est évaluée sur une base annuelle à 80 \$/kW-an, indexé de 2 % par année à compter du 1er janvier 2007.
Ainsi, le coût de la puissance complémentaire est de 83,23 \$/kW-an ou 6,94 \$/kW-mois en 2008.
La Régie est d'avis que ce coût est élevé comparativement aux coûts d'autres sources d'approvisionnement en puissance comparables requises pour combler des besoins en hiver. Elle constate justement que la puissance complémentaire dont le Distributeur a besoin est principalement requise en hiver.³⁵ (nos soulignés)

Soulignons également que dans le cadre de l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017³⁶, le Distributeur spécifiait relativement à l'intégration éolienne, que ses besoins ayant évolués vers des besoins plus importants en hiver «*il n'y a plus d'intérêt pour le maintien de livraisons d'énergie uniforme tout au long de l'année*»³⁷.

³² D-2008-133 page 41 ;

³³ D-2008-133 page 41 ;

³⁴ D-2008-133 page 42 ;

³⁵ D-2008-133 page 42 ;

³⁶ État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2012, page 25 ;

³⁷ État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2012, page 25 ;

Il est intéressant de constater que le Distributeur ajoute même rechercher lors des mois de janvier et février des livraison de 45% de la puissance éolienne installée et de 20% pour les mois de juillet et août.

L'expression par le Distributeur de ces besoins et les constats de la Régie mentionnés ci-dessus ne sont pas respectés, et ce sans aucun motif valable, dans la présente demande.

UC souligne que, considérant cet historique et les besoins du Distributeur, reconnus dans l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017, il est étonnant que celui-ci ne recherche pas un produit/service qui répondent mieux à ses besoins d'approvisionnements.

UC souligne que selon la définition contenue à l'article 2 de la *Loi*, un contrat d'approvisionnement puisque de plus ces produits seront procurés par contrats d'approvisionnements et qu'en vertu de l'article 2 de la *Loi* un contrat d'approvisionnement est un contrat intervenu entre le Distributeur et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois.

UC soumet que la prise en compte de ses besoins est un incontournable. Or le Distributeur recherche maintenant des produits et services qui ne correspondent pas aux besoins qu'il a identifiés au dossier R-3775 et dans le cadre de l'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

UC soumet que la demande du Distributeur, qui consiste à rechercher des retours uniformes tout au long de l'année, ne respecte pas les exigences établie à la Loi (articles 2, 72, 74.1) Au Règlement sur les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement requiert l'approbation de la Régie) aux décisions de la Régie et aux besoins qu'il a lui-même reconnu.

UC soumet que cette caractéristique du produit recherché devrait être refusée par la Régie.

Profil des besoins énergétiques /Profils de la production éolienne

Dans son mémoire UC a dressé le profil des besoins énergétiques du Distributeur et le profil de la production éolienne à partir des données disponibles.

UC souligne que ces profils sont compatibles, et suivent des courbes similaires dans le temps.

Il se dégage de ces données que les profils des besoins énergétiques du Distributeur seraient mieux comblés par des livraisons qui respecteraient le profil naturel de la production éolienne que par des livraisons uniformes.

En effet des livraisons effectuées selon le profil naturel de la production éolienne permettraient de combler certains besoins en hiver et donc d'éviter des achats entre autre en puissance et diminuerait les surplus d'été.

Un tel profil de livraison devrait permettre au Distributeur d'éviter de renoncer à une partie de l'énergie patrimoniale.

Questionné en audience sur ses choix le Distributeur indique :

«Évidemment, on peut s'attendre à ce qu'un produit qui est plus «...» où il y a plus de livraisons en hiver qu'en été, bien on pourrait s'attendre à ce que le prix soit différent, possiblement plus élevé que si c'est un produit «flat» à trente-cinq pour cent (35%). Maintenant de combien ça serait plus élevé, je n'ai pas de scénario de référence à trente-cinq pour cent (35%) «flat», je n'ai pas de scénario alternatif ou une idée d'un scénario alternatif à quarante-trente (40-30) puis je ne sais pas non plus qui serait en mesure de bidder» sur un produit et pas sur l'autre. Et c'est pour ça qu'on a proposé un service à trente-cinq (35%) qui est le service le plus, je veux dire, le plus facile pour un producteur éventuel.»³⁸

Le témoignage du Distributeur est à l'effet qu'aucune étude ou évaluation n'ont été faites de l'impact, sur les fournisseurs ou sur les prix, que pourrait avoir un profil de livraisons saisonnier ou mensuel par opposition avec le profil «flat» qu'il propose.

De les impacts de tels choix sur les coûts et l'utilisation des autres approvisionnements, par exemple besoins en puissances, surplus, utilisation de électricité patrimoniale, services complémentaires n'ont pas non plus été évalués dans le présent dossier.

Q[135] Et vous n'avez pas non plus essayé de voir l'impact selon ce profil trente, quarante (30-40) sur vos besoins de puissance, et ce que ça vous coûte, et les surplus, ce que vous perdez en énergie patrimoniale l'été, vous n'avez pas essayé de modéliser financièrement ne serait-ce que l'impact sur les approvisionnements à l'extérieur des coûts de l'entente d'intégration éolienne ou de l'intégration de l'éolienne, que ce soit une entente ou pas, pour voir le coût du Distributeur pour aller voir quel est le produit qu'il devrait rechercher ?

(...)

R. Non

Le Distributeur justifie son absence de modélisation de coûts en indiquant qu'il ne peut le faire sans connaître le coût des offres qu'il recevra. Et selon lui son produit permettrait que *«il y ait plus d'un producteur qui biderait dessus, qu'on est une offre intéressante, mais qui serait facilement gérable»*. Pourtant il n'a pris aucune information auprès de fournisseur potentiel pour un type d'offre ou l'autre.

UC s'étonne que le Distributeur n'ait pas évalué ses besoins et les avantages que sa clientèle pourrait retirer d'un tel produit d'approvisionnement afin de caractériser son produit pour en maximiser ses avantages avant de procéder à une demande visant l'approbation des caractéristiques d'un produit d'approvisionnement.

UC soumet que le Distributeur aurait du prendre en considération le profil des besoins de sa charge et ses besoins d'approvisionnement (énergie et puissance) de même que

³⁸ R-3848-2013, Notes sténographiques du 11 février 2014, pages 115 et 116 ;

les profils de livraisons des parc éolien afin de définir le produit recherché, ce qu'il n'a pas fait.

UC soumet par cette omission, le Distributeur ne respecte pas la décision D-2011-162 de la Régie qui soulignait :

«la stratégie d'approvisionnement en amont du lancement d'appels d'offres doit permettre de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts.»

[306] Comme elle l'indiquait lors de l'audience, la Régie ne retient pas la position du Distributeur selon laquelle la démonstration de la minimisation des coûts ne peut se faire que lors du déploiement de la stratégie présentée dans le Plan et qu'après la conclusion d'une entente.³⁹ (nos soulignés)

UC soumet qu'il serait souhaitable et avantageux pour les consommateurs de rechercher des retraits d'énergie plus élevés en hiver et moins élevés en été.⁴⁰

Un tel profil correspondrait au besoin du Distributeur. Or de sa propre admission, le Distributeur n'a pas établi le retour d'énergie en fonctions de ses besoins :

«Le niveau de retour n'est donc pas établi selon les besoins du Distributeur»⁴¹

Dans sa preuve écrite UC souligne que la quantité annuelle totale retirée pourrait demeurée la même, soit 35% de la capacité installée des éoliennes.

Toutefois à la lumière des informations soulignés par certains intervenants dans le cadre du présent dossier sur le coût et la quantité des livraisons en énergie, reçues par le Distributeur en excès de la production éolienne réelle, UC soumet qu'il serait sans doute opportun de réduire la quantité annuelle totale retirée et de prévoir la possibilité que celle-ci soit révisée annuellement.⁴²

UC constate que EBM, est le seul fournisseur potentiel à avoir participé à la présente audience et à s'être prononcé sur la demande du Distributeur.

Lors de son contre interrogatoire, sur le sujet des livraisons annuelle «flat» versus modulée, son témoin, M. Cormier nous indique : *«oui on peut offrir des quantités différentes à des moments différents. Et l'hiver particulièrement»⁴³.*

En fait il se dégage du témoignage de M. Cormier, que pour EBM la flexibilité du produit, i.e. des quantité différentes, (modulées dans le temps) c'est beaucoup mieux pour eux.⁴⁴

³⁹ D-2011-162 ;

⁴⁰ Mémoire de UC, C-UC-009 page 22 ;

⁴¹ HQD-2 document 8, page 8, réponse à la question 4.2 ;

⁴² Voir D-2013-021, paragraphes 54, 58 et 63 ;

⁴³ R-3848-2013, Notes sténographiques du 13 février, Volume 6, page 60;

M. Cormier mentionne également qu'un appel d'offre «flexible» tenu en Ontario aurait résulté en plein d'offre,⁴⁵ et selon lui le fait que l'offre arrive là où il y a un besoin, est susceptible de permettre une plus large participation des fournisseurs et les consommateurs devraient y gagner⁴⁶.

Ce témoignage confirme la position de UC à l'effet qu'il serait avantageux de moduler mensuellement les retours d'énergie et contredit celle du Distributeur à l'effet qu'une modulation n'est pas souhaitable du point de vue des fournisseurs.

UC souligne qu'en vertu de la loi, réglementation applicable et des décisions⁴⁷ de la Régie le Distributeur aurait dû présenter une analyse économique des avantages de sa position ce qu'il n'a pas fait⁴⁸, comme en témoigne cet extrait :

«il n'y a pas d'évaluation, en arrière de ça, économique à savoir si c'est plus avantageux pour la clientèle»⁴⁹

Pour UC la proposition du Distributeur à l'effet de prévoir des retours d'énergie fixe à 35% par année tout au long de l'année est inacceptable, et devrait être refusée par la Régie. En effet cette proposition ne répond pas aux besoins de la charge et le Distributeur n'a pas établie qu'elle serait la plus économique.

UC maintient les conclusions tel qu'exprimées dans son rapport⁵⁰ :

UC recommande à la Régie de rejeter l'utilisation d'un profil uniforme des retours d'énergie telle que proposée par le Distributeur.

UC recommande à la Régie de demander au Distributeur, d'ajuster sa proposition et de requérir l'utilisation d'un profil non uniforme des retours d'énergie, déterminés mensuellement selon le profil de production naturel des éoliennes . À défaut qu'elle demande au Distributeur une démonstration chiffrée des avantages d'un service d'intégration éolienne avec des retours d'énergie uniformes par rapport à un profil non uniforme.

UC recommande à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre des analyses économiques sur les caractéristiques du service d'intégration éolienne qui tiennent compte des besoins des consommateurs(besoins d'approvisionnements), de l'évolution prévisible des approvisionnements du Distributeur ainsi que de la variabilité des vents et qui démontrent que par les caractéristiques recherchées, le coût total des approvisionnements est minimisé.

De plus UC soumet , qu'afin d'accélérer le processus en vue de la tenue des appels d'offres qui permettront de mettre fin à l'EIE de 2005, considérant les coûts démesurés découlant de l'application de l'EIE 2005, la Régie pourrait demander au

⁴⁴ R-3848-2013, Notes sténographiques du 13 février, Volume 6, pages 141 et suivantes;

⁴⁵ R-3848-2013, Notes sténographiques du 13 février, Volume 6, page 143;

⁴⁶ R-3848-2013, Notes sténographiques du 13 février, Volume 6, pages 144 et 145;

⁴⁷ Dont la D-2011-029 paragraphe 305 ;

⁴⁸ R-3848-2013, Notes sténographiques du 11 février, Volume 4, pages 111 et suivantes;

⁴⁹ R-3848-2013, Notes sténographiques du 11 février, Volume 4, page 112 ;

⁵⁰ Mémoire de UC, Pièce C-UC-009, page 25 ;

Distributeur de procéder à l'appel (ou appels) d'offres en ajustant ses caractéristiques afin de rechercher des livraisons qui respectent le profil mensuel de la production éolienne, pour une durée de 3 ans, et que, ce profil et les modalités applicables pourraient être révisées après ce terme selon les résultats des analyses économiques demandés par UC.

Garantie de puissance

La puissance propre à la production éolienne, et celle à laquelle le Distributeur est justifiée de s'attendre, est de 30% de la puissance éolienne installée.

La puissance garantie en hiver inclue une portion de puissance complémentaire de 5% afin d'atteindre le 35% (30%+ 5%) de puissance éolienne déterminée en service commercial.

UC approuve le fait que la proposition du Distributeur contrairement à l'EIE de 2005, propose de limiter la période de garantie de puissance à la période hivernale (1^{er} décembre au 31 mars) mais n'approuve pas l'inclusion du mois de mars dans la période hivernale.

UC approuve également le fait que le Distributeur reconnaisse que la contribution des éoliennes en hiver est de 30% et non 15%.

Toutefois, UC soutient que le service d'équilibrage ne devrait offrir de puissance garantie qu'à la hauteur de 30%. La garantie de puissance complémentaire à la hauteur de 5% de plus devrait être acquise sur les marchés.

Cette combinaison devrait s'avérer moins dispendieuses pour les consommateurs car elle devrait permettre de réduire les coûts d'approvisionnement.

UC réfère la Régie à la page 30 de sa preuve écrite pour une définition de «puissance complémentaire» en vertu des termes utilisés dans les décrets par opposition à celle véhiculée par le Distributeur.

En effet pour UC la puissance complémentaire prévue au décret est celle qui est nécessaire pour combler une production éolienne qui, à un moment donné, serait inférieure à celle attendue selon sa capacité installée (i.e. inférieure à 30% ou au niveau déterminé par la Régie). Le fournisseur doit alors combler la différence entre la production réelle de puissance et celle attendue (qui est selon le Distributeur et le NPCC de 30%).

Pour UC, le 5% de puissance complémentaire (i.e. supplémentaire au delà du 30% ou d'un niveau de contribution déterminé par la Régie, de la contribution en puissance propre attendue des éolienne) devrait être acquise, si nécessaire, sur les marchés et non dans le cadre d'appels d'offres pour l'intégration de la production éolienne.

UC recommande à la Régie de demander au Distributeur de limiter la garantie en puissance dans les contrats de service d'équilibrage à un niveau équivalant à la contribution propre en puissance évaluée par le Distributeur à 30 % de la

puissance installée des éoliennes, sous réserve que cette dernière valeur soit encore appropriée dans le contexte énergétique actuel du Distributeur.

UC recommande également de demander au Distributeur de ne pas inclure dans sa proposition d'appel d'offre pour l'intégration de la réduction éolienne la portion de 5% de puissance complémentaire (5% en supplément du 30%) et de demander au Distributeur d'acquiescer cette puissance séparément sur les marchés si nécessaire.

La période hivernale

Le Distributeur fixe la période hivernale pour fin de l'obtention de garantie de puissance du 1^{er} décembre au 31 mars.

Le NERC, pour fins de l'évaluation de la fiabilité définit la période d'hiver du 1^{er} décembre au 28 février.⁵¹

UC constate qu'au soutien de sa proposition, tant dans sa preuve qu'en réponse aux demandes de la Régie⁵² et en réponse aux contre interrogatoires en audience⁵³ le Distributeur se contente d'énoncés généraux pour justifier son besoin de garantie de puissance pour le mois de mars. Il ne démontre pas à l'aide de chiffres représentant la réalité, de preuve concrète quels sont ses besoins réels pour répondre à la demande, considérant tout son portefeuille d'approvisionnement.

Dans sa preuve et en audience UC souligne que toute garantie de puissance aura un coût. Or les besoins de puissance au mois de mars sont moins probables que pour les autres mois d'hiver.

Considérant la plus faible probabilité de ces besoins, les coûts qui en découleraient et le fait que le Distributeur n'a pas justifié ce besoin par une étude rigoureuse, UC soumet qu'il serait plus prudent de limiter la garantie de puissance du 1^{er} décembre au 28 février

UC recommande que la Régie demande au Distributeur de lui soumettre, dans un délai raisonnable, les résultats chiffrés d'une évaluation de l'opportunité de fixer à 3 ou 4 mois, la période hivernale de garantie de puissance prévue dans l'appel d'offres pour le service équilibrage, en vue de réduire les coûts d'approvisionnement tout en respectant les critères de fiabilité en puissance et en énergie en vigueur.

Dans l'attente de résultats chiffrés et d'une démonstration rigoureuse, UC soumet qu'afin de pouvoir tenir rapidement un appel d'offre et de conclure sur les caractéristiques requises pour les produits recherchés, UC demande à la Régie de fixer la période hivernale pour fin de l'obtention de garantie de puissance à trois mois, soit du 1^{er} décembre au 28 février et ce pour une période de 3 ans qui pourra à terme être révisée ou maintenue selon les résultats chiffrés obtenus.

⁵¹ Mémoire de UC, Pièce C-UC-009, page 31;

⁵² HQD-2 document 1 pages 23 à 25 ;

⁵³ R-3848-2013, Notes sténographiques du 11 février, Volume 4, pages 127 et suivantes;

Services complémentaires

Les services complémentaires réfèrent aux divers services requis pour acheminer l'énergie éolienne à travers le réseau du Transporteur.

Les coûts de ces services s'ajoutent à la facture de transport du Distributeur.

Tel qu'exposé précédemment, le Distributeur a donc l'obligation de bien déterminer les différents types de services complémentaires et leurs quantités requises, afin de minimiser les coûts payables au Transporteur, que supporteront la clientèle du Distributeur.

Dans ce dossier, le Distributeur propose certaines caractéristiques de l'intégration éolienne et le Transporteur formule ses exigences en matière de transport d'électricité (HQD-1, document 1, page 9, lignes 18 et ss.).

«Par ailleurs, les exigences formulées par le Transporteur prennent en considération les caractéristiques suivantes attendues du Distributeur en vue de la fourniture du service d'intégration : (HQD-1, document 1, page 10, ligne 4).

Il s'agit d'un principe énoncé par le Distributeur qui a été pris en compte par le Transporteur pour déterminer ses exigences tels qu'on peut voir à la pièce HQD-1, document 1, annexe B, page 1.

Or, dans le dossier R-3775-2011, le Distributeur a déterminé les services complémentaires requis à la marge des moyens dont il dispose, contrairement au principe qu'il introduit dans le présent dossier.

De plus, dans son argumentation EBM, paragraphe 60, souligne que l'expert Marshall a démontré que la pratique reconnue en Amérique du Nord est de considérer l'intégration éolienne à la marge des ressources existantes et non de façon isolée du reste du réseau et que cette façon de faire est conforme à l'ordonnance FERC 764.

UC note que l'expert du Distributeur n'est pas en désaccord avec ces principes (HQD-1, document 2, page 11, ligne 5, et contre-interrogatoire, n.s. 10 février 2014, page 57 selon l'argumentation d'EBM, paragraphe 61).

UC note que dans le présent dossier, le Distributeur n'a pas produit d'évaluations comparatives des services complémentaires qui seraient déterminées selon ces deux approches.

Il serait donc impossible pour UC de se prononcer sur les caractéristiques relatives aux services complémentaires proposées par le Distributeur sans connaître leurs impacts sur les coûts à supporter par la clientèle du Distributeur.

Compte tenu de ce qui précède, UC soumet que la Régie devrait rejeter les propositions du Distributeur relatives aux services complémentaires et indiquer clairement au Distributeur les caractéristiques qu'elle juge appropriées pour intégrer l'énergie éolienne dans le réseau du Transporteur au coût le plus bas possible.

UC souligne qu'elle n'a pas retenu de services d'expert en Transport de l'électricité et il lui est donc impossible de spécifier avec précision les types de services complémentaires requis et leurs quantités.

Base de rémunération

Dans le présent dossier, le Distributeur demande que le prix de la garantie de puissance ou de la puissance complémentaire soit amalgamé avec celui des retours d'énergie⁵⁴. Ce constat d'UC n'a pas été contesté par le Distributeur.

Or, en s'appuyant sur les décisions antérieures de la Régie, EBM conclut que le Distributeur se devait de soumettre une proposition impliquant au moins trois appels d'offres distincts pour chacun des types d'approvisionnements recherchés pour l'intégration éolienne ou par un appel d'offres séparant les différents produits et en permettant aux fournisseurs de participer par produit et non obligatoirement comme un tout⁵⁵.

UC endosse le principe que les produits doivent être séparés clairement dans l'appel d'offres pour permettre aux différents fournisseurs potentiels de participer par produit et non obligatoirement comme un tout et par conséquent recommande à la Régie d'exiger que les prix des divers produits/services (garantie de puissance et/ou puissance complémentaire, retraits d'énergie, etc.) soient indiqués séparément dans les soumissions pour permettre au Distributeur de choisir la combinaison la moins chère et justifie ainsi son choix à la Régie.

Durée des contrats

Le Distributeur demande que les contrats qui découleront des appels d'offres pour les services d'intégration éolienne soient de 5 ans.

Dans le cadre du dossier R-3775, la proposition pour l'EGM était de 3 ans.

Bien que l'EGM avait été convenu sans appel d'offres, étant une proposition de gré à gré, UC soumet que les contrats de services pour l'intégration éolienne, devraient être d'une durée initiale de 3 ans.

En effet, bien qu'un processus d'appel d'offre puisse être long et couteux plusieurs éléments militent en faveur d'un terme plus court.

Ceci permettra de mieux identifier les besoins, et services requis et de permettre les ajustements opportuns plus rapidement. En effet plusieurs incertitudes demeurent relativement à la production éolienne entre autres, la contribution en puissance, F.U. de l'énergie livrée, nature et quantité exactes des services complémentaires, impact de la dispersion géographique, nature des besoins, résultats des études ou analyses recommandées par UC, etc.

⁵⁴ Mémoire de UC, Pièce C-UC-009 page 36 ;

⁵⁵ Argumentation de EBM paragraphe 33 ;

Pour les motifs plus amplement exprimé dans son mémoire⁵⁶ et lors du témoignage de M. Pham en audience, considérant l'ampleur de la facture anticipée, par prudence, et afin de pouvoir ajuster les caractéristiques des produits recherchés de manière optimale, **UC recommande à la Régie de refuser que les contrats soient d'une durée de 5 ans et de demander au Distributeur de rechercher des contrats sur une durée de 3 ans, afin entre autre de limiter les risques financiers des consommateurs qui ultimement assumeront les coûts des contrats ainsi que les risques associés aux difficultés techniques éventuelles pour le Distributeur de coordonner la fourniture par plusieurs fournisseurs de plusieurs types de services.**

UC soumet que la majorité des intervenants recommande une durée de 3 ans.

Critères de pondération

Le Distributeur ajoute que les critères de développement durable, l'expérience du soumissionnaire et la faisabilité du projet sont conçus pour une application dans le cadre de la mise en place de nouvelles installations de production.

UC ne voit pas en quoi le critère de développement durable ne peut s'appliquer dans le cas du service d'intégration. Par exemple, d'un point de vue du développement durable, et si une telle situation se présentait, un service d'intégration éolienne provenant d'une unité de production d'énergie renouvelable n'est pas la même chose qu'un service d'intégration éolienne provenant d'une unité de production polluante.

UC comprend que le nombre de fournisseurs qui répondraient à l'appel d'offres du Distributeur est limité et que la confection d'une grille d'analyse similaire à celles déjà utilisées par le Distributeur n'est pas essentielle à cette étape du processus.⁵⁷ Elle s'attend toutefois, à ce qu'une telle liste fasse partie de l'appel d'offres.

UC demande à la Régie de s'assurer que les critères de développement durables qui favorise une unité de production d'énergie renouvelable soient inclus aux critères de sélection de l'appel d'offres.

Conclusions

UC demande respectueusement à la Régie à la Régie :

De refuser la demande du Distributeur telle que soumise ;

De requérir du Distributeur qu'il modifie les caractéristiques des services d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vertu de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne qu'il a soumise au présent dossier afin de prendre en compte les demandes et recommandations de UC.

De préciser que ces caractéristiques devront refléter les éléments suivants :

⁵⁶ Mémoire de UC, Pièce C-UC-009 aux pages 41 à 43 ;

⁵⁷ Voir les exemples en annexes 4 et 5.

- les contrats auront une durée de 3 ans ;
- les prix seront clairement identifiés pour chacun des services/produits demandés;
- les retours d'énergie seront établis en fonction du profil mensuel de la production naturelle éolienne ;
- la garantie de puissance dans les contrats de service d'équilibrage sera limitée à 30% de la puissance installée des éoliennes ;
- toute portion de puissance complémentaire (supplémentaire à 30%) fera l'objet d'acquisition sur les marchés si nécessaire;
- la période hivernale pour fin de l'obtention de garantie de puissance sera de 3 mois ;

UC demande à la Régie de requérir du Distributeur qu'il procède au dépôt de ces modifications dans les plus brefs délais, afin que la Régie puisse approuver la demande.

UC demande également à la Régie de requérir du Distributeur les diverses analyses et études recommandées dans la présentes dans les meilleurs délais afin de pouvoir prendre celles-ci en considération pour le prochain appel d'offre.

De mettre en garde le Distributeur à l'effet que son défaut d'agir avec diligence pourrait avoir un impact sur la reconnaissance, aux fins de détermination du revenus requis, des coûts d'approvisionnement découlant de l'EIE 2005, pour les prochains dossiers tarifaires .

Le tout respectueusement soumis,
A Montréal, ce 18 février 2014



Me Hélène Sicard
Procureur de Union des consommateurs