
R - 3864 - 2013

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

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond, M. Sc.

15 mai 2014

Table des matières

Sommaire et recommandations	4
1. Mandat	12
2. Contexte du Plan d'approvisionnement	14
3. Prévision de la demande	17
3.1. Aléas de la demande	17
3.1.1. Aléa climatique	17
3.1.2. Aléa sur la demande prévue	18
3.2. Développement de nouveaux marchés.....	22
4. Utilisation optimale des conventions d'énergie	25
4.1. Justification économique des retours d'énergie	25
4.1.1. Retours d'énergie avantageux en période d'hiver	30
4.2. Justification économique des reports d'énergie	41
5. Production éolienne	46
5.1. Énergie de la production éolienne	46
5.2. Contribution en puissance de la production éolienne.....	47
5.3. Nouveaux projets éoliens de 800 MW	53
6. Électricité interruptible	55
6.1. Taux de réserve – 850 MW des grands clients industriels	56
6.2. Taux de réserve – Aluminerie Alouette	59
6.3. Utilisation optimale de l'électricité interruptible.....	59
7. Appel au public	63
8. Contribution des marchés de court terme	69
9. Fiabilité en puissance	75

9.1.	<i>Fiabilité en puissance de l'électricité patrimoniale.....</i>	<i>75</i>
9.2.	<i>Besoins en puissance</i>	<i>79</i>
10.	Fiabilité en énergie	81
10.1.	<i>Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur</i>	<i>81</i>
10.2.	<i>Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur</i>	<i>81</i>
11.	Suivi des décisions de la Régie.....	82

Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») et nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie ») pour qu'elle les transmette au Distributeur.

A. Prévision de la demande

1. Pour les fins du calcul de l'aléa climatique, la mise à jour des simulations horaires chronologiques des besoins devrait se faire à chaque Plan d'approvisionnement, en ajoutant les 3 dernières années d'historique, et ce, particulièrement dans un contexte de changements climatiques.
2. Que le Distributeur poursuive les évaluations et qu'il rende compte le plus tôt possible de la méthode qu'il préconise pour résoudre les faiblesses qu'il a identifiées dans l'évaluation de l'aléa sur la demande prévue, dans les exercices de fiabilité en puissance.
3. Que le Distributeur intègre, le plus tôt possible, dans sa prévision de la demande les scénarios en énergie et en puissance des impacts qu'il a évalués de la Politique économique du Québec (*Priorité Emploi*).

B. Utilisation optimale des conventions d'énergie

4. Évaluer le manque à gagner que le Distributeur a encouru de décembre 2013 à mars 2014 en ayant recours à des achats à court terme en lieu de retours d'énergie. Une telle évaluation devrait être

faite pour chacun des blocs de retours d'énergie de 50 MW entre 50 et 400 MW.

5. Respecter le Guide de dépôt, même dans le cas des années bissextiles.
6. Avec les informations disponibles, on peut conclure qu'il serait avantageux pour le Distributeur de procéder à des retours d'énergie de 400 MW pour tous les mois d'hiver à compter de l'hiver 2014-2015. Par conséquent, il devrait modifier sa stratégie d'énergie différée et rappelée sur l'horizon 2014-2027.
7. À chaque année, que le Distributeur justifie ses décisions de différer ou de rappeler de l'énergie des Conventions amendées auprès de la Régie à l'aide d'un modèle de justification économique comme celui qu'il a utilisé pour justifier les Conventions amendées lors du dossier R-3726-2010.
8. Qu'une fois par année, le Distributeur fasse le suivi des gains des Conventions amendées sur la période 2010-2027 en les comparant avec le gain de 812 M\$ actualisés en 2010, prévu lors du dossier R-3726-2010.
9. Qu'à l'avenir, le Distributeur respecte l'exigence no. 31 de dépôt reliées à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement en ce qu'il démontre que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.

C. Production éolienne

10. Dès que la décision dans le dossier R-3848-2013 sera connue, ses effets devraient, selon nous, être intégrés le plus tôt possible dans la gestion des approvisionnements du Distributeur.

11. Notre examen de l'étude sur l'Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution nous amène les recommandations suivantes :

- L'évaluation doit être faite séparément pour chaque année de l'horizon du Plan avec les données pertinentes des parcs éoliens et du bilan de puissance de chacune de ces années.
- L'évaluation doit être intégrée dans l'évaluation globale de la fiabilité en puissance mise à jour annuellement. Sans une telle intégration, l'évaluation devrait être refaite et présentée dans chaque Plan d'approvisionnement du Distributeur et en particulier dans le cadre de l'État d'avancement 2014 du Plan en utilisant les dernières données disponibles, notamment :
 - les 294 profils annuels de demande chronologiques représentant la prévision de la demande selon 42 climatologies répertoriées entre 1971 et 2012 ;
 - les données de production éolienne historiques sur la période 2006-2013 ;
 - les données météorologiques réelles permettant de mettre à jour et de recalibrer, si possible, les études faites par Hélimax, particulièrement pour les cas de températures extrêmes d'exploitation des éoliennes ;

- les taux de pannes et d'entretien observés des parcs éoliens ;
- les séries historiques reconstituées de 42 ans de production éolienne (1971-2012), en visant leur homogénéité ;
- les limites régionales de transit et la distribution géographique des parcs éoliens ;
- les événements historiques extrêmes recensés entre 1971 et 2012;
- Les caractéristiques techniques, les programmes d'entretien, les contraintes d'exploitation et les paramètres statistiques sur les pannes des équipements de production.

12. Clarifier la vocation et les modalités du bloc de 200 MW de production éolienne prévu pour le Producteur dans l'annonce du gouvernement du Québec du 10 mai 2013.

D. Électricité interruptible

13. Notre examen de l'étude sur le taux de réserve de l'électricité interruptible des grands clients industriels nous amène les recommandations suivantes :

- L'évaluation doit être faite séparément pour chaque année de l'horizon du Plan avec les données pertinentes d'électricité interruptible et du bilan de puissance de chacune de ces années.

- L'évaluation doit être intégrée dans l'évaluation globale de la fiabilité en puissance mise à jour annuellement. Sans une telle intégration, l'évaluation devrait être refaite et présentée dans chaque Plan d'approvisionnement du Distributeur et en particulier dans le cadre de l'État d'avancement 2014 du Plan en utilisant les dernières données disponibles, notamment :
 - les 294 profils annuels de demande chronologiques représentant la prévision de la demande selon 42 climatologies répertoriées entre 1971 et 2012 ;
 - les caractéristiques techniques, les programmes d'entretien, les contraintes d'exploitation et les paramètres statistiques sur les pannes des équipements de production ;
 - les modalités et délais d'appel des programmes d'électricité interruptible.
14. Fournir l'étude justifiant i) la valeur de 60 % du taux de réserve associé à l'interruptible d'Aluminerie Alouette et ii) le prix consenti à Aluminerie Alouette pour cette électricité interruptible.
15. Faire la démonstration, avant le 31 octobre de chaque hiver, que la quantité d'électricité interruptible et la quantité d'achats de puissance de court terme que le Distributeur souhaite retenir pour l'hiver donné sont optimales. La démonstration doit tenir compte de tous les facteurs pertinents comme les modalités et contraintes d'utilisation des moyens, les délais d'appel, les prévisions de prix, etc. et doit être faite à l'aide d'une approche de simulation horaire chronologique stochastique du type FEPMC déjà utilisée par le Distributeur.

E. Appel au public

16. Que le Distributeur ajoute dans son bilan de puissance à partir du prochain hiver un moyen de gestion de 300 MW pour l'appel au public et que pour le prochain État d'avancement du Plan, le Distributeur fournisse une étude et propose une augmentation de la puissance associée à l'appel au public au-delà de cette valeur de 300 MW sur l'horizon du Plan.
17. Fournir, pour l'État d'avancement 2014 du Plan, une prévision annuelle sur l'horizon du Plan du potentiel de gestion de la demande en puissance associé au projet LAD.

F. Contribution des marchés

18. Produire, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les investissements qui pourraient être requis pour assurer que les besoins en pointe puissent être satisfaits par des réceptions aux interconnexions avec le Nouveau-Brunswick.
19. Produire, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'importation en provenance de la Nouvelle-Angleterre i) pour la période avant la mise en service de l'interconnexion Northern Pass et ii) pour la période après cette mise en service.
20. Produire, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'importation en provenance de New York pour la période après la mise en service de l'interconnexion Champlain Hudson Power Express.

21. Produire, lors de l'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'achats de court terme en provenance de l'Ontario.
22. Augmenter dès maintenant, en attendant que des études plus détaillées soient produites, à 2000 MW la contribution des marchés à court terme que le Distributeur considère dans son bilan de puissance.

G. Fiabilité en puissance

23. Déposer, le plus tôt possible, une étude détaillée, avec tous les paramètres requis et une description de la méthode utilisée, démontrant la valeur de 3100 MW pour la réserve requise de l'électricité patrimoniale.
24. Expliquer, le plus tôt possible, l'écart entre le taux de réserve en puissance de l'électricité patrimoniale (9,03 %) et le taux de réserve en puissance de l'électricité non patrimoniale (variant entre 15,24 % et 28,38 % sur l'horizon du Plan).
25. Suite à nos recommandations, le bilan de puissance du Distributeur ne montrerait pas de puissance additionnelle requise avant l'hiver 2017-2018. Par conséquent, il est peu probable que le Distributeur doive lancer un appel d'offres au cours des trois prochaines années pour de la puissance.

H. Fiabilité en énergie

26. Nous sommes satisfaits de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur.

27. Nous sommes d'accord avec le critère de fiabilité en énergie du Distributeur et, en cette période de surplus, nous sommes satisfaits de la démonstration de son respect faite par le Distributeur.

I. Suivi des décisions de la Régie

28. Que le Distributeur fournisse le plus tôt possible les informations manquantes exigées dans les paragraphes 85, 89, 171, 215, 225, 233 et 308 de la décision D-2011-162.

1. Mandat

L'Association des Hôteliers du Québec (« l'AHQ ») et l'Association des Restaurateurs du Québec (« l'ARQ ») nous ont donné le mandat de produire un rapport dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-3864-2013 déposé à la Régie de l'Énergie (la « Régie »). De façon générale, ces associations (collectivement « l'AHQ-ARQ ») nous ont mandaté pour vérifier si le Plan présente une solution optimale pour répondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face et les critères de fiabilité qu'il doit respecter. En d'autres mots, on nous demande de vérifier si le Plan représente la solution au moindre coût pour la clientèle afin de rencontrer les besoins auxquels le Distributeur fait face.

De façon plus précise, l'AHQ-ARQ nous demande de nous prononcer sur tous les éléments du Plan mais en mettant l'emphase sur les méthodes d'évaluation et de démonstration de la fiabilité en puissance et en énergie et sur les stratégies mises de l'avant par le Distributeur dans la gestion optimale de ses ressources en puissance et en énergie.

Les préoccupations particulières de l'AHQ-ARQ ont été exposées dans sa demande d'intervention à la pièce C-AHQ-ARQ-0002 du présent dossier. Elles peuvent être résumées ainsi :

- La prévision de la demande notamment suite aux prévisions du développement de nouveaux marchés annoncés par le gouvernement du Québec le 7 octobre 2013
- Les impacts de la variabilité et de la prévisibilité de la production éolienne et ses impacts sur les prévisions en énergie et en puissance du Plan
- L'utilisation optimale des conventions d'énergie différée

- L'utilisation optimale de l'électricité interruptible et la validation du taux de réserve qui y est associé
- La prise en compte de l'appel au public dans les bilans du Distributeur
- L'évaluation des moyens de contribution des marchés de court terme dans le bilan de puissance du Distributeur
- Les taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance du Distributeur, incluant celui associé à l'électricité patrimoniale
- Le respect des critères de fiabilité en énergie
- Le suivi des décisions passées de la Régie.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'AHQ-ARQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie.

2. Contexte du Plan d'approvisionnement

Afin de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois, le Distributeur doit, en vertu de l'article 72 de la Loi, 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.

Le Distributeur a soumis à la Régie son Plan d'approvisionnement 2014-2023 suivant les exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (décret 925-2001) ainsi que du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution* publié par la Régie le 11 juin 2010.

Le Plan se situe dans un contexte de surplus importants en énergie amenés principalement par une importante baisse de la prévision de la demande par rapport au dernier plan 2011-2020, couplée à de nouveaux approvisionnements éoliens suite à l'annonce du gouvernement du Québec, le 10 mai 2013, de l'attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens. En termes de puissance, le Plan prévoit toutefois des besoins additionnels à compter de l'hiver 2018-2019 selon les prévisions d'offre et de demande du Distributeur. C'est dans un tel contexte que s'inscrira ce rapport d'expertise commandé par l'AHQ-ARQ.

Les besoins en énergie du Distributeur ont connu une forte diminution par rapport au Plan 2011-2020. Sur l'horizon 2014-2023, la diminution cumulative des besoins prévus se chiffre à 71,3 TWh, une situation qui représente un défi important pour le Distributeur. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution de l'activité industrielle, notamment dans le secteur des alumineries.

En 2023, les ventes d'électricité devraient s'élever à 182,2 TWh. Cela représente une augmentation de 10,1 TWh sur la période 2013-2023, soit un taux annuel moyen de croissance de 0,6 %.

Par ailleurs, et toujours par rapport au Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur a vu son portefeuille d'approvisionnements s'accroître suite à l'intégration des contrats issus du programme d'achat d'électricité provenant des centrales de cogénération à base de biomasse forestière résiduelle (300 MW) et de l'attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens mentionnés plus haut. Sur la période 2014-2023, ces nouveaux projets augmentent l'offre du Distributeur d'environ 32 TWh.

La conjugaison de la diminution des besoins et de l'augmentation de l'offre se traduit par des surplus énergétiques plus importants que ceux prévus il y a trois ans. Ils s'élèvent dorénavant à 75 TWh pour la période 2014-2023, même après le déploiement des moyens de gestion.

À ce jour, en plus de l'électricité patrimoniale, le Distributeur dispose de 58 contrats d'approvisionnement de long terme pour plus de 4 600 MW de puissance contractuelle. Tel que décrit plus haut, le bilan d'énergie fait toutefois état d'importants surplus d'énergie et, par conséquent, la stratégie élaborée par le Distributeur doit chercher à rétablir l'équilibre offre-demande le plus économiquement possible et ce, dans une perspective continue d'accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur.

Quant au bilan de puissance, il fait état de besoins excédant la contribution des marchés de court terme, dès l'hiver 2018-2019, selon le Distributeur.

La stratégie envisagée par le Distributeur doit donc viser à fournir puissance et énergie en hiver, sans générer de surplus additionnels en énergie le reste de l'année. Conséquemment, le Distributeur dispose de quatre moyens afin

d'accroître la flexibilité, la sécurité et la fiabilité de son portefeuille d'approvisionnements, soit :

- l'entente globale cadre ;
- les ententes d'intégration éolienne actuelle et éventuelles ;
- l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ;
- les conventions d'énergie différée.

Sur l'horizon du Plan, aucun appel d'offres de long terme n'est requis pour acquérir de nouveaux approvisionnements comportant des livraisons en base. Pour combler les besoins en puissance, le Distributeur privilégie, dans un premier temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation, puis l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins et, finalement, il projette d'évaluer la possibilité de procéder à un appel d'offres dès 2014 afin de couvrir une portion des besoins de l'hiver 2016-2017.

3. Prévision de la demande

La présentation du scénario moyen est assortie de nombreuses informations pertinentes et nous laisserons à d'autres intervenants le soin de l'analyser. Toutefois, nous sommes d'avis que la variabilité des scénarios de la demande est plus importante que la prévision moyenne elle-même. Comme constaté par le passé, on peut s'attendre à ce que la prévision moyenne ne se concrétisera pas parfaitement mais que la réalité se retrouvera entre certaines bornes répondant à des distributions statistiques qui devraient être utilisées dans les outils de planification du Distributeur.

D'autre part, nous nous intéresserons particulièrement au développement de nouveaux marchés suite à l'annonce par le gouvernement du Québec, le 7 octobre 2013, du lancement de la Politique économique *Priorité Emploi* et ses impacts sur la prévision de la demande sur l'horizon du Plan.

3.1. Aléas de la demande

Les besoins énergétiques sont soumis à des aléas importants selon deux types :

- l'aléa climatique ;
- l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales)¹.

3.1.1. Aléa climatique

L'estimation de l'aléa climatique est obtenue à partir de 294 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2012². Ces simulations sont bâties à partir des climatologies réelles des années historiques où chaque année est représentée à

¹ B-0007, HQD-1, document 2.2, annexe 2B, page 25.

² B-0007, HQD-1, document 2.2, annexe 2B, page 25, section 1.1.

7 reprises en décalant chacune de plus ou moins 3 jours afin de bien capter des climatologies extrêmes qui se sont produites lors de journées de congé dans le passé. Par exemple, le dimanche 4 janvier 1981, on a observé des conditions de température minimale de -35 °C à Montréal³.

Nous sommes satisfaits de constater que le Distributeur a ajouté 6 années à ses simulations depuis le dernier Plan d'approvisionnement. Nous réitérons notre recommandation faite en 2011⁴ selon laquelle le Distributeur devrait procéder à cette mise à jour à chaque Plan d'approvisionnement :

Pour les fins du calcul de l'aléa climatique, la mise à jour des simulations horaires chronologiques des besoins devrait se faire à chaque Plan, en ajoutant les 3 dernières années d'historique et ce, particulièrement dans un contexte de changements climatiques.

En effet, les dernières années ont un plus grand intérêt climatologique dont on ne devrait pas se passer, sans compter que parfois les données les plus récentes ont bénéficié de meilleures méthodes d'acquisition et de validation.

Comme nous le verrons plus bas, l'ajout de 6 années dans l'établissement des aléas climatiques peut avoir un effet significatif dans d'autres évaluations faites par le Distributeur comme, entre autres, la contribution en puissance de la production éolienne et l'évaluation du taux de réserve de l'électricité interruptible.

3.1.2. Aléa sur la demande prévue

L'aléa sur la demande prévue provient de l'aléa associé aux variables économiques et démographiques, ainsi qu'aux erreurs intrinsèques à la

³ R-3648-2007, Phase 2, B-22, HQD-3, document 9, annexe 2, page 2, tableau 1.

⁴ R-3748-2010, C-UMQ-0014, page 30.

modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité⁵.

Lors du dernier Plan d'approvisionnement, le Distributeur faisait état de certaines faiblesses dans sa méthode d'évaluation de l'aléa sur la demande prévue⁶ :

« Le Distributeur a entrepris des travaux afin de revoir son évaluation des risques dans ses exercices de fiabilité en puissance. Ces travaux portent plus spécifiquement sur le traitement de l'incertitude entourant les besoins de puissance qui est prise en compte dans le modèle d'évaluation de la fiabilité (Modèle MARS). Ce modèle considère la demande de façon déterministe et utilise l'aléa global sur les besoins pour générer différents scénarios de demande autour du scénario moyen.

Les analyses préliminaires réalisées par le Distributeur indiquent que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité. Suite à ce constat, le Distributeur a entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats, il ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de risque. Cette provision s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250 MW à moyen terme. Cela entraîne une augmentation du taux de la réserve requise de 0,3 % pour l'année courante et de 0,7 % pour l'horizon trois ans.

⁵ B-0007, HQD-1, document 2.2, annexe 2B, page 29, section 1.2.

⁶ R-3748-2010, B-0004, HQD-1, document 1, pages 36 et 37, section 4.2.2.3.

L'équilibre serré du bilan en puissance lors des prochaines années et le peu de marge de manœuvre dont dispose le Distributeur pour augmenter les approvisionnements de court terme – le potentiel de 1 100 MW étant pleinement exploité dès l'hiver 2012-2013 – font ressortir la nécessité de porter une attention particulière aux différents paramètres et hypothèses utilisés dans ses exercices de fiabilité.

Les modifications nécessaires seront incorporées, le cas échéant, dans l'état d'avancement 2011 du présent plan d'approvisionnement. » (Nous soulignons)

Dans l'État d'avancement 2011 du plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur a mis à jour le traitement de la problématique⁷ :

« Lors du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur a fait mention de travaux concernant la représentation de l'incertitude dans ses évaluations de fiabilité. Les analyses préliminaires indiquaient une sous-évaluation de la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen.

Depuis, le Distributeur a entrepris des travaux supplémentaires afin d'établir la nature de la distribution de la demande. Les résultats des travaux du Distributeur suggèrent que la demande en puissance à la pointe d'hiver suit une distribution normale avec une légère asymétrie à droite. Selon cette distribution, les scénarios de demande peuvent s'éloigner du scénario moyen de plus de trois écarts types. Toutefois, l'analyse des cas extrêmes de la distribution de la demande en puissance montre que la probabilité de s'éloigner au-delà de deux écarts types est faible. De fait, la distribution des cas se situant à l'intérieur d'une fourchette de ± 2 écarts types couvre 97% des cas. De plus, pour un

⁷ État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2011-2020, pages 21 et 22, section 4.2.3.

horizon prévisionnel de trois ans, l'analyse historique des pointes d'hiver du réseau montre que les écarts sont demeurés en deçà de ± 2 écarts types.

Par conséquent, le Distributeur retient une distribution normale avec une légère asymétrie à droite et limitée à deux écarts types. Par rapport aux précédentes évaluations de fiabilité, cette nouvelle approche attribue une plus grande probabilité de réalisation à des scénarios qui s'écartent davantage du scénario moyen. Le Distributeur améliore ainsi la robustesse de son évaluation de fiabilité.

Ainsi, par comparaison au Plan d'approvisionnement 2011-2020, où une provision de 250 MW avait été prise en compte à moyen terme pour parer à d'éventuels changements méthodologiques, les changements apportés et décrits ci-dessus n'ont aucun impact sur les évaluations de l'année courante et 150 MW d'impact à moyen terme. Ces résultats s'expliquent notamment par la mise à jour des capacités internes de transport effectuée dans le cadre de la revue triennale 2011 sur l'adéquation des ressources devant être déposées au NPCC à l'automne 2011. » (Nous soulignons)

En 2011, nous avons émis certaines réserves sur l'approche retenue par le Distributeur et notamment sur⁸ :

- la demande considérée déterministe dans le modèle MARS utilisé par le Distributeur
- des corrections déterministes devant être apportées à l'évaluation (ex. correction de 250 MW à moyen terme)
- l'utilisation d'une distribution normale

⁸ R-3748-2010, C-UMQ-0014, pages 32 et 33.

- la limitation à deux écarts-types.

Malgré les améliorations apportées par le Distributeur, nous sommes d'avis qu'il doit poursuivre ses évaluations. Par exemple, il nous semble inacceptable que le Distributeur ignore les scénarios de plus de deux écarts-types puisque ce sont justement de tels scénarios qui ont les plus grands impacts sur la fiabilité. D'ailleurs, l'affirmation de Distributeur selon laquelle « *la probabilité de s'éloigner au-delà de deux écarts types est faible* » ne nous convainc pas sur la validité d'ignorer les cas au-delà de 2 écarts-types puisque c'est justement une évidence que les cas extrêmes ont une plus faible probabilité de réalisation.

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur qu'il poursuive les évaluations et qu'il rende compte le plus tôt possible de la méthode qu'il préconise pour résoudre les faiblesses qu'il a identifiées dans l'évaluation de l'aléa sur la demande prévue, dans les exercices de fiabilité en puissance.

3.2. Développement de nouveaux marchés

Tout comme il l'a fait dans le dossier R-3854-2013⁹, le Distributeur fait état du développement de nouveaux marchés suite à l'annonce par le gouvernement du Québec du lancement de la Politique économique *Priorité Emploi*, celle-ci visant notamment l'utilisation de surplus énergétiques au cours des dix prochaines années coïncidant justement avec l'horizon du Plan¹⁰.

Et le Distributeur en connaît tellement sur les impacts d'une telle politique qu'il a été en mesure de produire le tableau suivant¹¹ :

⁹ R-3854-2013, A-0050, pages 25, 26, 45 et 46; R-3854-2013, A-0059, pages 50 à 57, 153 et 154.

¹⁰ B-0005, HQD-1, document 1, page 30, section 4.5.

¹¹ B-0005, HQD-1, document 1, page 30, tableau 4-4.

«

TABLEAU 4-4
IMPACTS DE LA POLITIQUE ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC SUR LES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES
DU DISTRIBUTEUR (TWh)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surplus énergétiques du Distributeur (réf. Tableau 4-2)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)
Scénario accéléré	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,2)	(5,0)	(0,1)	4,3	4,1	4,7	5,4
Scénario intermédiaire	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,7)	(6,5)	(3,1)	(0,7)	(0,9)	(0,3)	0,4
Scénario modéré	(7,4)	(10,1)	(9,2)	(8,7)	(8,0)	(5,1)	(3,2)	(3,4)	(2,8)	(2,1)

»

À première vue, nous sommes étonnés et considérons inacceptable que le Distributeur n'intègre pas ces informations dans le scénario moyen de la prévision de la demande¹² :

« Ainsi, à l'exception du scénario accéléré, le Distributeur disposerait de suffisamment de surplus énergétiques afin de répondre aux nouveaux besoins sur l'horizon du Plan. En fonction de l'atteinte des objectifs de la Politique économique, le Distributeur intégrera progressivement à sa planification les projets qui auront reçus les approbations requises. »

(Nous soulignons)

Pourtant, le Distributeur intègre plusieurs éléments dans sa prévision de la demande même si ceux-ci ne sont pas garantis ou approuvés. Par exemple¹³ :

« Lorsque le Distributeur soumet à la Régie des prévisions énergétiques associées à ses programmes et mesures, que ce soit en énergie ou en puissance, c'est qu'il dispose d'une assurance raisonnable quant à la probabilité qu'elles se concrétisent. Le Distributeur ne peut fournir de garantie de résultat, en particulier

¹² B-0005, HQD-1, document 1, page 30, lignes 10 à 13.

pour les mesures qui ne sont pas sous son contrôle direct. » (Nous soulignons)

Un autre exemple où le Distributeur intègre des résultats basés seulement sur les annonces du gouvernement est l'intégration dans les bilans des 800 MW de production éolienne annoncés le 10 mai 2013.

Nous recommandons que le Distributeur intègre, le plus tôt possible, dans sa prévision de la demande les scénarios en énergie et en puissance des impacts qu'il a évalués de la Politique économique du Québec (*Priorité Emploi*).

¹³ R-3748-2010, B-0027, HQD-4, document 2, page 18, réponse 7 e.

4. Utilisation optimale des conventions d'énergie

Le 10 décembre 2002, un Contrat d'approvisionnement en électricité pour des livraisons en base de 350 MW a été conclu entre le Distributeur et le Producteur (le « Contrat en base »), de même qu'un Contrat d'approvisionnement pour des livraisons cyclables de 250 MW (le « Contrat cyclable »)¹⁴. Ces contrats ont été approuvés par la Régie le 19 août 2003 par sa décision D-2003-159.

Le 25 mars 2008, le Distributeur et le Producteur concluent deux Conventions ayant pour but de modifier le Contrat en base et le Contrat cyclable (les « Conventions d'énergie différée »)¹⁵ afin notamment de permettre de reporter dans le temps certaines quantités d'énergie. Ces conventions ont été approuvées par la Régie le 26 mai 2008 par sa décision D-2008-076.

Le 5 mars 2010, le Distributeur et le Producteur conviennent d'amender les Conventions d'énergie différée (les « Conventions amendées »)¹⁶ afin de rendre celles-ci plus flexibles et de prolonger leur portée dans le temps. Les amendements ont été approuvés par la Régie le 23 juillet 2010 par sa décision D-2010-099.

Dans cette section, nous examinerons l'utilisation faite par le Distributeur des reports d'énergie (ou « énergie différée) et des retours d'énergie (ou « énergie rappelée ») des Conventions amendées.

4.1. Justification économique des retours d'énergie

Tel que présenté dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020¹⁷, le Distributeur prévoyait, pour le scénario de référence, des retours

¹⁴ R-3515-2003, HQD-1, document 1 et document 2.

¹⁵ R-3648-2007, HQD-1, document 3 et document 4.

¹⁶ R-3726-2010, HQD-1, document 3.1 et document 3.2.

¹⁷ État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2001-2020, annexe E, page 51.

d'énergie dans le cadre du contrat de base avec Hydro-Québec Production pour tous les mois de décembre entre 2013 et 2025 et pour tous les mois de janvier et février entre 2014 et 2026 notamment. En tout, entre 2014 et 2027, le Distributeur prévoyait alors des retours d'énergie pendant 71 mois différents.

Un an plus tard, dans le présent dossier¹⁸, le Distributeur ne prévoit tout à coup plus de retours d'énergie, dans le scénario de demande de référence, pour les mois de décembre 2013 à 2018 ni pour les mois de janvier et février de 2014 à 2018. Les retours d'énergie ne sont maintenant prévus que pour 18 mois sur la période 2014-2027, soit 53 de moins qu'envisagé un an plus tôt. Pourtant, le Distributeur mentionne ne pas avoir procédé à une analyse pour arriver à une telle conclusion aux fins du Plan¹⁹.

Malgré que la gestion des retours d'énergie constitue un enjeu majeur dans l'optimisation des approvisionnements du Distributeur, celui-ci n'a fourni aucune explication valable ni justification économique pour un tel changement de stratégie de réduction des retours, comme il aurait dû le faire, selon nous, pour se conformer aux décisions de la Régie, notamment D-2012-024²⁰ et D-2013-021²¹.

Comme le Distributeur l'a fait pour la suspension des livraisons de la centrale de TCE (Dossiers R-3649-2007, R-3673-2008, R-3704-2009, R-3734-2010, R-3765-2011, R-3803-2012 et R-3850-2013), nous sommes d'avis qu'il devrait fournir une justification économique semblable lorsqu'il décide de ne pas recourir aux retours d'énergie et à leur puissance associée, particulièrement au cours des mois d'hiver. Comme il le fait pour TCE, le Distributeur pourrait comparer l'utilisation des retours avec des scénarios d'utilisation de l'électricité interruptible

¹⁸ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4C, page 41, tableau 4C-1.

¹⁹ B-0049, page 6, commentaire sur la question 6.4.

²⁰ D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 53, paragraphes 167 à 169.

et/ou des marchés à court terme en tenant compte de leurs prix et contraintes respectifs. Une justification économique devrait aussi tenir compte de l'avantage additionnel que comportent les retours d'énergie en ce qu'ils augmentent le potentiel de différer de l'énergie sur l'horizon 2014-2027 et le potentiel économique correspondant, le cas échéant.

Le Distributeur se contente d'indiquer que²² :

« Les retours d'énergie sont planifiés par le Distributeur afin de répondre à des besoins énergétiques mensuels fermes. Le Distributeur rappelle que les Conventions ont été conclues avec le Producteur afin de favoriser une gestion des coûts des approvisionnements post-patrimoniaux dans un contexte de surplus, tout en maximisant l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Par conséquent, le Distributeur planifie les rappels d'énergie afin de combler des besoins fermes, et cherche ainsi à ne pas générer de nouveaux surplus, qui se présentent même en période d'hiver.

L'établissement des quantités prévues d'énergie différée et rappelée est avant tout basé sur des considérations d'équilibre offre-demande, et ce, dans le respect des obligations contractuelles et de l'esprit des Conventions. Par conséquent, les décisions relatives aux quantités d'énergie différée et rappelée sont prises en fonction d'un certain nombre de paramètres, dont le profil des besoins et des moyens d'approvisionnement (incluant l'électricité patrimoniale), les mises à jour relativement à la disponibilité des ressources et les valeurs réelles de demande et d'offre. »

²¹ D-2013-021, dossier R-3814-2012, page 16, paragraphe 48.

Ces généralités ne démontrent aucunement, selon nous, comment les décisions de rappeler ou non de l'énergie sont possibles ni même dictées par des considérations économiques.

Par ailleurs, le Distributeur fournit des informations sur l'utilité ou non de retours d'énergie mais encore là sans fournir de fondement économique²³ :

« La réponse 27.1 du Distributeur répond précisément à la question de l'intervenant. En effet, les besoins comblés par les achats de court terme étant concentrés sur quelques heures, un approvisionnement en base, comme par exemple les livraisons d'énergie associées aux rappels d'énergie différée, n'est pas requis et serait inutile pour la majorité des heures, même en hiver. Afin de s'assurer de la bonne compréhension de l'intervenant, le Distributeur ajoute que le profil des besoins fait en sorte que, même si des achats de court terme de 120 GWh sont prévus en janvier 2014, un rappel de 50 MW ne contribuerait à réduire les achats de court terme sur à peine 250 heures de ce mois. En février 2014, alors que les achats de court terme prévus sont de 54 GWh, un rappel de 50 MW ne permettrait de réduire les achats de court terme que pour environ 150 heures. Tout bloc additionnel d'énergie ne permettrait de réduire les achats de court terme que sur un nombre d'heures encore plus faible. La contribution énergétique d'un rappel de 50 MW se traduirait donc en bonne partie par une augmentation de l'électricité patrimoniale inutilisée. » (Nous soulignons)

²² B-0028, HQD-3, document 3, page 18, réponse 6.1.

²³ R-3854-2013, B-0107, pages 1 et 2.

Par exemple, le Distributeur ne démontre pas pourquoi il ne serait pas économiquement rentable de recourir à des retours d'énergie dans un mois où :

- les besoins comblés par les achats de court terme ne seraient concentrés que sur quelques heures
- un approvisionnement en base, comme par exemple les livraisons d'énergie associées aux retours d'énergie différée, ne serait utile que pour une minorité des heures, même en hiver
- un rappel de 50 MW en janvier 2014 ne contribuerait à réduire les achats de court terme que sur à peine 250 heures de ce mois
- un rappel de 50 MW en février 2014 ne permettrait de réduire les achats de court terme que pour environ 150 heures
- Tout bloc additionnel d'énergie ne permettrait de réduire les achats de court terme que sur un nombre d'heures encore plus faible
- La contribution énergétique d'un rappel de 50 MW se traduirait donc en bonne partie par une augmentation de l'électricité patrimoniale inutilisée, alors que le Distributeur ne semble pas, par ailleurs, s'inquiéter d'une telle éventualité²⁴ :

« Afin de minimiser les coûts pour sa clientèle, le Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus énergétiques. Aucun autre contrat d'approvisionnement de long terme n'offre cette flexibilité. De plus, la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale est sans coût pour le Distributeur et permet même d'éviter des coûts appelés à croître au cours des prochaines années en raison de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale. » (Nous soulignons)

²⁴ B-0005, HQD-1, document 1, page 27, lignes 3 à 8.

À défaut d'obtenir une justification économique du Distributeur, nous avons examiné les facteurs qui pourraient servir à préparer une telle justification et à fournir des éléments de réponse permettant de déterminer la meilleure stratégie en ce qui a trait aux retours d'énergie, le tout avec les informations que nous avons pu glaner du Distributeur.

La question qu'on se posera dans cette section est la suivante : Est-il avantageux pour le Distributeur de procéder à des retours d'énergie ou non en période d'hiver principalement?

4.1.1. Retours d'énergie avantageux en période d'hiver

Les bilans de puissance²⁵ et d'énergie²⁶ du Distributeur démontrent qu'il prévoit avoir recours à l'électricité interruptible et à la contribution de marchés de court terme pour rencontrer des besoins fermes et ce, pour chacune des années d'ici 2027. Toutefois, le Distributeur ne prévoit pas avoir recours aux retours d'énergie pour toutes ces années comme il a été exposé plus haut. On peut se questionner sur une telle stratégie.

Pour ce faire, nous avons comparé les retours d'énergie avec des achats de court terme.

A. Scénario de retour d'énergie vs achats de court terme

Pour comparer les retours d'énergie avec des achats de court terme, on comparera les avantages selon les trois formes de besoins impliqués :

- la puissance additionnelle;
- l'énergie additionnelle; et

²⁵ B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

²⁶ B-0028, HQD-3, document 3, page 4, tableau R-1.1.

- l'énergie en pointe.

a) Puissance additionnelle : net avantage pour les retours

Le prix de la puissance additionnelle des retours d'énergie est décrit aux Conventions amendées²⁷ :

« Prix de la puissance, exprimé en \$US/kW-mois, s'appliquant au mois de la période d'hiver et correspondant au plus élevé de: i) 2 \$US, et ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York Rest of State », pour le mois applicable, tel que compilé par le NYISO - « NYISO Monthly Auction » (voir Note 2 ci-dessous) - ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO. »

Pour le mois de janvier 2014, par exemple, le résultat du dernier encan mensuel correspond à celui du Monthly Auction Summary de janvier 2014²⁸ où le prix applicable est de 3,90 \$US/kW-mois.

Selon le Distributeur une telle formule de prix pour les retours d'énergie équivaut à se procurer une puissance équivalente sur les marchés²⁹ :

« La puissance complémentaire offerte par le Producteur n'a aucun impact sur les résultats de l'analyse, puisque le prix de la puissance associée aux retours d'énergie dans les conventions est équivalent au prix qui serait payé pour l'achat de puissance sur les marchés. »
(Nous soulignons)

²⁷ R-3726-2010, HQD-1, document 3.1, pages 10 et 11 et HQD-1, document 3.2, page 11, article 2.2.11 (iv).

²⁸ http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do .

²⁹ R-3726-2010, HQD-1, document 1, page 18, lignes 11 à 14.

Le Distributeur confirme cette neutralité du prix de la puissance³⁰ :

« Le Distributeur rappelle que le coût unitaire de puissance utilisé est tout à fait neutre dans l'analyse économique puisqu'il s'applique uniformément à toutes les quantités de puissance, qui sont par ailleurs équivalentes dans chacun des scénarios. » (Nous soulignons)

Il mentionne même un avantage marqué pour les retours d'énergie par rapport aux achats sur les marchés de type UCAP³¹ :

« 4.3 Veuillez élaborer sur les avantages, en termes économiques et techniques, pour le Distributeur d'acheter de la puissance supplémentaire auprès du Producteur par rapport aux autres alternatives possibles.

Réponse :

Il n'y a pas sur les marchés de produit équivalent à celui que procurent les conventions amendées. La seule alternative possible consisterait à conserver les conventions actuelles, avec les limites qu'elles comportent, et acheter le UCAP requis sur les marchés de puissance.

Par rapport aux autres sources qui serviront à combler les besoins de puissance au-delà de la contribution des conventions amendées, ces dernières procurent une source d'approvisionnement en puissance à un prix équivalent à la moins coûteuse des sources d'approvisionnement accessibles, sous réserve toutefois de l'application d'un

³⁰ R-3726-2010, HQD-2, document 1, page 11, demande et réponse 4.3.

plancher de 2 \$/kW-mois. De surcroît, le recours à cette puissance s'apparente à une option, puisque le Distributeur n'est pas obligé de l'utiliser à chaque hiver et qu'il peut confirmer la quantité qu'il utilisera seulement deux mois et demi avant le début de l'hiver. La contrepartie qui fournit le service doit, de son côté, réserver les quantités de puissance correspondant à son engagement minimal, tout en n'étant pas certaine des intentions du Distributeur quant aux puissances mensuelles qu'il achètera. En général, le UCAP n'offre pas une telle flexibilité.

De plus, l'achat de UCAP sur les marchés externes n'offre pas le même niveau de fiabilité opérationnelle que la puissance rattachée aux livraisons d'énergie ferme, en vertu des conventions amendées. Le délai d'appel de l'énergie associée au UCAP provenant des marchés externes (normalement de 36 heures), comporte un risque d'inadéquation des moyens par rapport aux besoins réels, particulièrement durant les périodes critiques de pointe hivernale. La puissance obtenue par l'entremise des conventions amendées ne comporte pas de délai d'appel et, en cela, s'avère supérieure sur le plan opérationnel. » (Nous soulignons)

Nous sommes totalement en accord avec ces affirmations du Distributeur selon lesquelles la puissance rattachée aux livraisons d'énergie ferme associée aux retours d'énergie comporte un avantage indéniable surtout par le fait du délai habituel de 36 heures pour programmer l'énergie associée au UCAP. Sans faire une analyse détaillée de cet avantage à ce stade-ci, il suffit de mentionner un

³¹ R-3726-2010, HQD-2, document 1, page 22, réponse 9.3.

aléa de l'ordre de 725 MW dans la prévision de la demande 36 heures à l'avance³² pour se convaincre du grand avantage apporté par les retours d'énergie auprès du Producteur.

Quant à la réserve exprimée ci-haut par le Distributeur sur l'application d'un plancher de 2 \$US/kW-mois, elle n'est pas préoccupante, d'abord avec le prix UCAP de 3,90 \$US/kW-mois observé en janvier 2014, puis par l'explication suivante du Distributeur³³ :

« Les avantages opérationnels que procure la puissance obtenue dans la zone de réglage par rapport à des zones voisines compensent amplement le risque de coût additionnel qui découle du prix plancher de 2 \$ US/kW-mois. » (Nous soulignons)

Donc, en ce qui a trait à la puissance additionnelle, celle associée aux retours d'énergie est nettement favorable par rapport à celle des marchés de court terme et ce, pour les mois où des besoins pour une telle puissance se manifestent.

b) Énergie additionnelle : net avantage pour les retours

Les retours d'énergie comportent un avantage que les achats de court terme n'offrent pas : ils augmentent le potentiel de différer de l'énergie dans le cadre des Conventions amendées, avec tous les avantages qu'une telle possibilité comporte soit dans une même année ou dans des années différentes. D'ailleurs, dans la justification des amendements aux Conventions, le Distributeur

³² R-3678-2008, HQD-2, document 6, page 13, tableau R-5.6.

³³ R-3726-2010, HQD-2, document 1, page 21, réponse 9.1.

entrevoyait à l'époque qu'une telle possibilité pouvait entraîner des économies de l'ordre de 812 M\$ actualisés en 2010 pour la période 2010-2027³⁴.

Par exemple, le Distributeur voyait à l'époque un avantage manifeste à déplacer de l'énergie à l'intérieur d'une même année³⁵ :

« D'autre part, puisque ses besoins sont beaucoup plus importants en période d'hiver, le Distributeur a intérêt à reporter des surplus qui surviennent en période d'été et, en contrepartie, à acquérir davantage de moyens en période d'hiver. Les conventions amendées offrent cette possibilité au cours d'une même année. Il en découlera donc un meilleur appariement des moyens disponibles avec le profil de la charge. » (Nous soulignons)

Il est clair que le retour d'énergie comporte un coût pour l'énergie additionnelle, selon l'article 2.2.11 (iii) des Conventions amendées. Dans le cas des livraisons en base, la formule est la suivante³⁶ :

³⁴ R-3726-2010, HQD-1, document 1, page 18.

³⁵ R-3726-2010, HQD-1, document 1, page 11, lignes 1 à 6.

³⁶ R-3726-2010, HQD-1, document 3.1, page 10, article 2.2.11 (iii).

«

- (iii) Pour l'énergie additionnelle découlant de l'augmentation du *taux de livraison horaire* (représentant une quantité correspondant à (i) la différence entre le *taux accepté* moins la *puissance contractuelle* multipliée par (ii) le nombre d'heures dans la *période de facturation*), un montant par MWh calculé selon la formule suivante :

$$\text{MÉA} = [40,50\$/\text{MWh} \times 1,02^{(t-2007)}] + [(P_t \times \text{CLC}) / \text{HA}]$$

où

MÉA : montant à payer par MWh pour l'énergie additionnelle découlant de l'augmentation du *taux de livraison horaire*

t : *année contractuelle*

P_t : $80\,000\$/\text{MW}/\text{an} \times 1,02^{(t-2007)}$

CLC : *coefficient de livraison contractuel*

HA : nombre d'heures dans l'*année contractuelle*.

»

Cette formule comporte deux parties. La première est calquée de l'article 15.2 du Contrat en base³⁷ et sert à payer l'énergie qui ne l'avait pas été au moment où celle-ci avait été différée selon l'article 2.1.5 de la Convention amendée des livraisons en base. Quant à la deuxième partie de la formule, elle correspond à l'article 2.1.6 de la même Convention amendée et sert à payer pour la composante puissance qui ne l'avait pas été au moment du report.

³⁷ R-3515-2003, HQD-1, document 1, page 19, article 15.2.

Il en découle donc que le coût associé aux retours d'énergie n'est pas un facteur dans la décision de rappeler ou non de l'énergie puisque c'est un coût qui devra être encouru de toute façon à un moment ou un autre selon les modalités des contrats et Conventions amendées.

Par exemple, si on différait de l'énergie en juin 2014 et qu'on la rappelait en décembre 2014, le coût serait le même pour l'énergie en bout de ligne et de surcroît, au net, aucun surplus additionnel n'aurait été généré respectant ainsi l'un des objectifs du Distributeur³⁸.

Pour les livraisons cyclables, la formule et le raisonnement sont les mêmes sauf pour les valeurs de 40,50 et de 80 000 qui sont remplacées par des valeurs de 41,00 et de 110 000 respectivement³⁹.

c) Énergie de pointe : très net avantage pour les retours

Pour chaque heure de pointe où le Distributeur devrait avoir recours à l'énergie associée à la puissance à court terme, il doit encourir un coût pour cette énergie sur le marché. Or, dans le cas des retours d'énergie, un tel coût additionnel n'est pas nécessaire puisque, comme démontré plus haut, le coût de l'énergie doit être encouru de toute façon à un moment donné que l'on retourne ou non l'énergie.

Il en découle donc que dès qu'une seule heure d'achats à court terme est requise dans un mois donné le retour d'énergie est avantageux par rapport aux achats à court terme, ce qui confère donc un très net avantage aux retours d'énergie par rapport aux achats à court terme lors des heures de pointe où de tels achats seraient requis.

³⁸ B-0028, HQD-3, document 3, page 18, réponse 6.1.

³⁹ R-3726-2010, HQD-1, document 3.2, pages 10 et 11, article 2.2.11 (iii) et R-3515-2003, HQD-1, document 2, page 19, article 15.2.

Le cas de l'hiver 2013-2014

Les analyses du Distributeur montrent des besoins d'achats sur les marchés de court terme pour les mois de janvier à mars 2014 variant entre environ 575 MW et 1650 MW⁴⁰. On peut aussi présumer de tels besoins en décembre 2013. Selon la démonstration que nous avons faite plus haut, il aurait été économique de recourir à des retours d'énergie pour ces 4 mois de l'hiver passé, ce qui n'a pas été fait⁴¹.

Nous sommes donc d'avis que le Distributeur a subi un manque à gagner significatif en devant recourir à des achats à court terme principalement aux heures de plus forte demande au lieu d'avoir retenu, en septembre 2013, des retours d'énergie pouvant aller jusqu'à 400 MW pour l'hiver 2013-2014. Il serait possible de déterminer ce manque à gagner en ayant accès aux achats de court terme horaires effectués par le Distributeur au cours de la période de décembre 2013 à mars 2014. Toutefois, nous ne disposons pas de l'information pour le faire, le Distributeur ne l'ayant pas fournie aux intervenants malgré des demandes de renseignements à cet effet⁴².

À défaut de disposer des données du Distributeur permettant d'évaluer le manque à gagner mentionné plus haut de façon précise, nous avons procédé à un exercice pour avoir une idée de son ordre de grandeur.

Pour ce faire, nous avons d'abord répertorié toutes les heures de l'hiver 2013-2014 situées entre 6h00 et 20h00 où la température à Dorval était inférieure à -12 degrés Celsius. Nous avons identifié 479 heures répondant à ces critères.

⁴⁰ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, page 32, graphique 4A-6.

⁴¹ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 5C, page 41, tableau 4C-1.

⁴² B-0029, HQD-3, document 4, page 9, réponses 4.3.1 à 4.3.3.

Pour chacune de ces 479 heures, nous avons extrait du site du NYISO le prix DAM pour la zone du Québec⁴³. Le résultat de l'exercice apparaît au tableau 1.

Tableau 1
Prix NY DAM HQ les journées de pointe froides
Hiver 2013-2014

	Décembre 2013	Janvier 2014	Février 2014	Mars 2014	TOTAL
Nombre d'heures	143	182	79	75	479
Prix min. (\$US/MWh)	26,25	23,25	23,25	38,01	23,25
Prix max. (\$US/MWh)	222,57	568,12	580,62	293,29	580,62
Prix moyen (\$US/MWh)	65,31	223,10	149,51	171,13	155,72

Pour ces 479 heures, on observe un coût moyen de 155,72 \$US/MWh pour un coût total de l'ordre de 30 M\$US pour 400 MW. Avec l'hiver que l'on a vécu, on pourrait même imaginer que le nombre d'heures d'achats court terme peut avoir dépassé le cap des 500.

Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur une évaluation du manque à gagner que ce dernier a encouru de décembre 2013 à mars 2014 en ayant recours à des achats à court terme au lieu de retours d'énergie. Une telle évaluation devrait être faite pour chacun des blocs de retours d'énergie de 50 MW entre 50 et 400 MW.

Le cas de l'hiver 2014-2015 et suivants

Toujours selon la démonstration effectuée plus haut, nous avons établi qu'il est avantageux de recourir à des retours d'énergie pour chaque mois d'hiver où le Distributeur identifie des besoins d'achats à court terme. Or, ces besoins

⁴³ http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/pricing_data/index.jsp .

apparaissent pour les mois de décembre 2014 à mars 2015⁴⁴, de même que pour les années 2017⁴⁵ et 2023⁴⁶.

En passant, il nous apparaît assez particulier que le Distributeur ne respecte pas le Guide de dépôt et ne fournisse pas l'année 2016 sous le seul prétexte que celle-ci est une année bissextile⁴⁷.

Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur qu'il respecte le Guide de dépôt, même dans le cas des années bissextiles.

De toute façon, si le Distributeur requiert des achats à court terme pour tous les mois d'hiver en 2015 et 2017, on peut présumer que la situation de 2016 est la même après avoir examiné le bilan de puissance de 2016 qui est plus sévère que celui de 2015 en termes de puissance additionnelle requise⁴⁸. Une telle remarque vaut aussi pour toutes les années jusqu'en 2023, cette dernière étant confirmée par le graphique fourni par le Distributeur. Ce dernier graphique montre aussi des besoins pour des mois d'été et d'automne.

On ne peut identifier avec certitude tous les mois de la période 2014-2027 où des achats de court terme sont requis, le Distributeur n'ayant pas fourni l'information qui aurait permis de l'établir⁴⁹. Mais, avec ce qui précède, il nous apparaît clair que des achats à court terme sont requis au moins pour tous les mois d'hiver de cette période et au moins pour 400 MW.

Avec les informations disponibles, on peut conclure qu'il serait avantageux pour le Distributeur de procéder à des retours d'énergie de 400 MW pour

⁴⁴ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, pages 32 et 33, graphiques 4A-6 et 4A-7.

⁴⁵ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, page 33, graphique 4A-8.

⁴⁶ B-0028, HQD-3, document 3, page 7, graphique R-2.1.

⁴⁷ B-0021, HQD-3, document 1, pages 49 et 50, réponse 12.2.

⁴⁸ B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

tous les mois d'hiver à compter de l'hiver 2014-2015. Par conséquent, il devrait modifier sa stratégie d'énergie différée et rappelée sur l'horizon 2014-2027.

Selon nous, même en cas faible demande, le potentiel de retours d'énergie serait semblable à celui identifié ci-haut. On ne peut toutefois pas le confirmer, le Distributeur n'ayant pas fourni les données permettant de le vérifier⁵⁰.

4.2. Justification économique des reports d'énergie

Nous avons démontré que le Distributeur sous-estime significativement ses possibilités de retours d'énergie. Avec des retours d'énergie possibles pour tous les mois d'hiver à compter de l'hiver 2014-2015, le potentiel de reporter (ou différer) de l'énergie est grandement augmenté.

Dans le dossier R-3726-2010, le Distributeur a démontré qu'il pouvait utiliser les reports et retours d'énergie à bon escient pour générer des gains considérables. En utilisant toute la flexibilité des Conventions amendées, le Distributeur en a justifié l'approbation par une analyse économique qui présentait un gain global de 812 M\$ actualisés en 2010, pour l'ensemble de la période 2010-2027⁵¹. Cette analyse économique est reproduite en deux pages à la fin de la présente section.

L'examen de cette analyse économique nous indique certaines caractéristiques de la stratégie alors mise de l'avant :

- Les retours d'énergie permettent de réduire les achats d'énergie et de puissance – court terme
- Des retours plus importants (même en été) sont possibles vers la fin de l'horizon, en profitant en plus de l'article 2.2.6 des Conventions amendées

⁴⁹ B-0028, HQD-3, document 3, page 19, réponse 6.4.

⁵⁰ B-0028, HQD-3, document 3, page 19, réponse 6.5.

- Dans la même année, l'énergie peut être à la fois différée et rappelée
- Les reventes d'énergie sont utilisées lorsque rentables
- Un tel modèle permet d'analyser diverses stratégies de report et de retour et d'évaluer les gains actualisés en découlant.

Il est à noter que les stratégies utilisées dans ce modèle :

- Ne représentent pas de la spéculation
- Ne génèrent pas de surplus
- Alimentent les besoins québécois
- Profitent des opportunités offertes par les marchés de revente.

Nous sommes d'avis que le Distributeur devrait utiliser un modèle de ce type pour justifier ses stratégies à chaque année.

Nous recommandons qu'à chaque année le Distributeur justifie ses décisions de différer ou de rappeler de l'énergie des Conventions amendées auprès de la Régie à l'aide d'un modèle de justification économique comme celui qu'il a utilisé pour justifier les Conventions amendées lors du dossier R-3726-2010.

Nous recommandons qu'une fois par année le Distributeur fasse le suivi des gains des Conventions amendées sur la période 2010-2027 en les comparant avec le gain de 812 M\$ actualisés en 2010, prévu lors du dossier R-3726-2010.

⁵¹ R-3726-2010, HQD-1, document 1, pages 23 et 24, annexe 2.

Dans le présent dossier, nous considérons que le Distributeur n'a pas respecté l'exigence de dépôt no. 31⁵² qui demande de démontrer que ses stratégies sont au plus bas coût possible compte tenu des risques.

Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur qu'à l'avenir il respecte l'exigence no. 31 de dépôt reliées à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement en ce qu'il démontre que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.

⁵² B-0006, HQD-1, document 2.1, page 17.

ANNEXE 2 – DÉTAIL DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

ENERGIE ET PUISSANCE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Scénario - Conventions actuelles																			
Compte de livraisons différées (TWh)																			
Energie différée	3,8	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retour d'énergie	-	-	-	-	-	-	0,4	2,2	3,5	3,5	3,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Solde	10,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	12,7	10,5	7,0	3,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achat et revente d'énergie (TWh)																			
Energie nette acquise auprès de HOP	1,4	2,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,7	7,4	6,8	9,7	9,8	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	0,8
Achats d'énergie - Court terme	0,6	1,1	1,4	1,1	1,0	1,6	3,1	1,7	2,0	2,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	3,1	4,2	5,6	7,6	8,0	10,8	19,7	-
Revente d'énergie	(0,9)	(0,5)	(2,2)	(3,8)	(4,4)	(3,1)	(1,3)	(4,2)	(4,0)	(3,3)	(2,1)	(0,6)	(0,3)	(0,1)	(0,0)	-	-	-	-
Achat de puissance (MW)																			
Auprès de HOP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres fournisseurs (incluant E1)	1 090	1 760	2 410	2 660	2 660	2 890	3 670	3 530	3 900	4 250	4 560	4 960	5 180	5 470	5 730	6 020	6 290	6 560	-
Scénario - Conventions aménagées																			
Compte de livraisons différées (TWh)																			
Energie différée	3,0	3,0	2,6	3,1	3,2	2,6	1,4	2,6	1,7	1,3	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Retour d'énergie	-	0,7	1,4	1,1	0,9	1,4	2,7	2,1	2,6	2,9	3,1	3,4	4,2	5,0	1,5	-	-	-	-
Solde	-10,1	12,4	13,7	15,7	18,0	19,4	18,1	18,7	17,8	16,2	13,9	10,6	6,4	1,5	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Achat et revente d'énergie (TWh)																			
Energie nette acquise auprès de HOP	1,4	2,9	4,0	3,3	2,9	3,9	6,5	4,7	6,1	6,8	7,6	8,6	9,5	10,2	6,6	5,3	5,3	0,8	-
Achats d'énergie - Court terme	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,6	1,1	0,9	1,4	1,8	2,5	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	1,4	6,1	8,0	10,8	19,7	-
Revente d'énergie	(0,9)	(0,6)	(0,1)	(1,0)	(1,5)	(0,6)	(0,1)	(0,7)	(0,7)	(0,6)	(0,0)	(0,7)	(0,9)	(0,6)	(0,0)	-	-	-	-
Achat de puissance (MW)																			
Auprès de HOP	-	400	650	550	500	700	800	800	800	800	800	800	792	800	800	-	-	-	-
Autres fournisseurs (incluant E1)	1 090	1 360	1 760	2 110	2 160	2 190	2 870	2 730	3 100	3 450	3 760	4 060	4 390	4 670	4 930	6 020	6 290	6 560	-
Ecart entre les scénarios																			
Compte de livraisons différées (TWh)																			
Energie différée	-	-	2,6	3,1	3,2	2,6	1,4	2,6	1,7	1,3	0,8	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Retour d'énergie	-	0,7	1,4	1,1	0,9	1,4	2,2	(0,1)	(0,9)	(0,6)	(0,4)	3,4	4,2	5,0	1,5	-	-	-	-
Solde	-	(0,7)	0,5	2,5	4,9	6,2	5,5	8,2	10,8	12,7	13,9	10,6	6,4	1,5	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Achat et revente d'énergie (TWh)																			
Energie nette acquise auprès de HOP	-	0,7	(1,3)	(2,0)	(2,4)	(1,3)	0,6	(2,7)	(2,6)	(1,9)	(1,2)	3,3	4,2	5,0	1,5	-	-	-	-
Achats d'énergie - Court terme	-	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,5)	(0,9)	(2,0)	(0,8)	(0,6)	(0,7)	(0,5)	(0,1)	-	-	-	-	-	-	-
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,4)	(3,1)	(3,6)	(4,2)	(1,5)	-	-	-	-
Revente d'énergie	-	(0,1)	2,1	2,6	2,9	2,3	1,2	3,5	3,2	2,6	2,1	(0,1)	(0,6)	(0,7)	-	-	-	-	-
Achat de puissance (MW)																			
Auprès de HOP	-	400	650	550	500	700	800	800	800	800	800	800	792	800	800	-	-	-	-
Autres fournisseurs (incluant E1)	-	(400)	(650)	(550)	(500)	(700)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(792)	(800)	(800)	-	-	-	-

R-3864-2013 : Rapport d'expertise de Marcel Paul Raymond

Prix en \$/MWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prix de rélectricité d'HQP	53,97	55,18	55,87	57,02	58,16	59,33	60,34	61,17	62,19	64,14	66,59	68,81	68,15	69,51	70,86	72,32	73,76	75,24
Prix des achats de court terme	64,06	57,47	58,44	59,43	60,47	61,59	62,68	63,81	64,96	66,11	67,27	68,71	70,76	72,22	73,71	75,24	76,80	78,39
Prix des achats de long terme ferme	111,43	113,66	115,93	118,25	120,61	123,02	125,48	127,99	130,55	133,17	135,83	138,55	141,32	144,14	147,03	149,97	152,97	156,02
Prix de la revente	30,44	33,68	34,82	35,54	36,52	37,59	38,64	39,70	40,78	41,88	50,41	51,68	53,62	55,00	56,42	57,86	59,34	60,86
Prix de la puissance (\$/kW-mois)	2,50	2,35	2,60	2,65	3,52	3,39	11,26	11,49	11,72	11,95	12,19	12,43	12,68	12,94	13,19	13,46	13,73	14,00
Coûts en M\$	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Scénario - Conventions actuelles																		
Acquisitions auprès de HQP	78	122	294	300	306	312	345	455	545	560	586	351	358	365	373	380	388	64
Achats d'énergie - Court terme	34	62	82	67	61	95	193	109	130	168	202	206	212	217	221	226	230	235
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	429	596	804	1.120	1.203	1.650	3.069
Revenus de la revente d'énergie	(28)	(17)	(76)	(129)	(161)	(116)	(49)	(168)	(152)	(137)	(106)	(28)	(15)	(6)	(1)	-	-	-
Achat de puissance	8	18	24	27	57	99	157	160	180	200	219	238	259	279	298	320	341	281
Total (M\$ courant)	92	186	325	265	263	390	646	556	693	791	950	1.196	1.410	1.658	2.012	2.128	2.609	3.649
Économies cumulées (M\$act. 2010)	92	268	558	781	990	1.283	1.740	2.112	2.549	3.021	3.556	4.192	4.899	5.685	6.585	7.484	8.525	9.899
Scénario - Conventions amendées																		
Acquisitions auprès de HQP	78	160	223	185	168	230	391	290	384	433	490	565	655	724	483	380	388	64
Achats d'énergie - Court terme	34	26	33	29	28	37	71	59	89	121	171	202	212	217	221	226	230	235
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85	195	901	1.203	1.650	3.069
Revenus de la revente d'énergie	(28)	(20)	(3)	(35)	(55)	(30)	(4)	(30)	(29)	(26)	(2)	(36)	(47)	(46)	(1)	-	-	-
Achat de puissance	8	18	24	27	57	99	157	160	180	200	219	238	259	279	298	320	341	281
Total (M\$ courant)	92	185	277	205	198	336	614	479	623	728	878	969	1.164	1.368	1.903	2.128	2.609	3.649
Économies cumulées (M\$act. 2010)	92	267	514	687	844	1.096	1.531	1.852	2.245	2.680	3.174	3.689	4.274	4.922	5.773	6.672	7.713	9.087
Écart de coûts entre les scénarios																		
Acquisitions auprès de HQP	-	38	(72)	(115)	(138)	(82)	46	(166)	(161)	(127)	(96)	214	297	359	110	-	-	-
Achats d'énergie - Court terme	-	(36)	(49)	(36)	(33)	(58)	(122)	(50)	(40)	(47)	(31)	(4)	-	-	-	-	-	-
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(50)	(429)	(512)	(609)	(219)	-	-	-
Revenus de la revente d'énergie	-	(3)	72	94	106	86	45	138	132	110	104	(8)	(32)	(40)	-	-	-	-
Achat de puissance	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total (M\$ courant)	-	(1)	(48)	(59)	(55)	(54)	(31)	(77)	(69)	(53)	(72)	(227)	(246)	(290)	(109)	-	-	-
Économies cumulées (M\$act. 2010)	-	(1)	(44)	(84)	(146)	(186)	(208)	(260)	(304)	(341)	(382)	(502)	(626)	(753)	(812)	(812)	(812)	(812)

5. Production éolienne

La production éolienne prend de plus en plus d'importance dans le Plan. En effet, en 2023, le Distributeur prévoit 3937 MW d'éolien pour une production attendue de 12,1 TWh équivalant à plus de 54 % de tous les approvisionnements non patrimoniaux en énergie⁵³.

Avec des quantités si importantes, nous sommes d'avis qu'un soin particulier doit être apporté à la prévision de l'offre et en particulier de la production éolienne, laquelle présente une variabilité importante. L'examen de la prévision de la production éolienne doit se faire sur l'horizon du Plan et même aussi sur celui des Conventions d'énergie différée en se basant notamment sur les données réelles de production des parcs en exploitation, lesquelles étant, de par leur nature, plus fiables que les données reconstituées des études théoriques servant de base aux prévisions actuelles.

Nous nous intéresserons particulièrement à la production éolienne :

- en énergie ;
- en puissance ;
- des nouveaux projets pour 800 MW.

5.1. Énergie de la production éolienne

Nous avons démontré qu'il existait un biais systématique dans la prévision de la production éolienne en énergie⁵⁴. Nous complétons ici le tableau de la référence en y ajoutant les données de 2013.

⁵³ B-0005, HQD-1, document 1, pages 27 et 28, tableaux 4-2 et 4-3.

⁵⁴ R-3848-2013, C-FCEI-0011, pages 41 à 43.

Tableau 2
Suivi de l'énergie de l'Entente d'Intégration Éolienne

Année	Énergie livrée parcs éoliens (MWh)	Énergie livrée par HQP (FU 35%) (MWh)	Écart (MWh)	Énergie livrée parcs éoliens F. U.
2008	605 006	682 416	-77 410	31,0%
2009	945 761	1 024 569	-78 808	32,3%
2010	1 197 631	1 370 503	-172 872	30,6%
2011	1 335 968	1 506 063	-170 095	31,0%
2012	2 294 414	2 621 314	-326 900	30,6%
2013	4 441 420	4 824 633	-383 213	32,2%
TOTAL	10 820 200	12 029 498	-1 209 298	31,5%

Source:

www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2006-027.html

Avec l'ajout des données de 2013, on constate toujours une surestimation importante de la prévision basée sur les productions attendues par rapport à l'énergie réelle des parcs éoliens en exploitation. Pour la période 2008-2013, la surestimation de 1,2 TWh correspond à 11 % de l'énergie réelle livrée. À date, le facteur d'utilisation observé est de 31,5 % versus une énergie livrée par la Producteur de 35 % dans le cadre de l'entente d'intégration éolienne.

Étant donné que le dossier R-3848-2013 est actuellement pris en délibéré par la Régie, nous ne pouvons pour l'instant présumer de son effet sur les approvisionnements sur l'horizon du Plan. **Par contre, dès que la décision dans le dossier R-3848-2013 sera connue, ses effets devraient, selon nous, être intégrés le plus tôt possible dans la gestion des approvisionnements du Distributeur.**

5.2. Contribution en puissance de la production éolienne

La démonstration de fiabilité en puissance du Distributeur doit tenir compte des incertitudes affectant les ressources à sa disposition et celles de ses fournisseurs

dont le Producteur. En vertu de l'entente d'intégration éolienne actuelle, le Distributeur peut compter, dans son bilan de puissance, sur le raffermissement en puissance associé au service d'intégration éolien qui établit une contribution totale garantie équivalant à 35 % de la puissance contractuelle en exploitation des parcs éoliens sous contrat avec le Distributeur⁵⁵. Même avec ce raffermissement, le Distributeur doit quand même démontrer que le Producteur, le seul intégrateur actuel de la production éolienne, rencontre les critères de fiabilité. Pour ce faire, le Distributeur doit déposer au NPCC un rapport triennal⁵⁶ couvrant les 5 prochains hivers et un état d'avancement annuel⁵⁷ tenant lieu de mise à jour du rapport triennal.

Un des éléments importants de ces rapports est la contribution en puissance de la production éolienne. Le dernier rapport triennal (page 30) suppose une contribution en puissance de 30% pour les parcs éoliens sous contrat avec le Distributeur et de 0 % pour les parcs éoliens sous contrat avec le Producteur. La valeur de 30 % provient d'une étude déposée dans le cadre de l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017⁵⁸.

Nous retenons certains éléments de cette étude sur l'Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution (avec la page correspondante de ladite étude) et exposons ici certaines problématiques en découlant :

- L'évaluation est faite séparément de l'analyse de fiabilité en puissance du reste du parc de ressources du Distributeur et du Producteur qui est

⁵⁵ B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

⁵⁶ <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Québec%20Comprehensive%20Review%202011.pdf> .

⁵⁷ <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/RCC%20Approved%202013%20Quebec%20Interim%20Review.pdf> .

⁵⁸ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf .

refaite à chaque année et la méthode Effective Load Carrying Capability (« ELCC ») par simulation Monte Carlo a été retenue (page 4).

- L'évaluation n'a pas été refaite depuis 2009.
- Seul le scénario de 3000 MW de puissance installée éolienne connu en 2009 a été évalué (page 1) ; or, des changements sur la constitution du parc ont eu lieu depuis et la puissance installée éolienne varie entre 2189 et 3937 MW sur l'horizon du Plan⁵⁹.
- Le modèle FEPMC n'utilise que 252 profils annuels de demande chronologiques représentant la prévision de la demande selon 36 climatologies répertoriées entre 1971 et 2006 (page 5) ; or, 42 nouveaux profils sont maintenant connus pour la période 2007-2012⁶⁰.
- Aucun historique de production n'était disponible au moment de l'évaluation (page 6) ; le Distributeur dispose maintenant de données de production historiques sur la période 2006-2013.
- Des séries historiques reconstituées de 36 ans de production éolienne (1971-2006) ont été utilisées (page 6) ; de telles séries devront être prolongées jusqu'en 2012 pour concorder avec les séries de la demande mentionnées plus haut.
- L'évaluation prend en considération les limites régionales de transit (pages 6 et 7) ; ces limites peuvent avoir changé et la distribution géographique des parcs éoliens a effectivement changé dans certains cas depuis 2009.
- Une analyse spécifique est faite de la production éolienne lors de 14 événements historiques recensées entre 1971 et 2006 (pages 7 et 8) ; cet horizon doit être prolongé jusqu'en 2012 pour concorder avec les séries de la demande mentionnées plus haut.
- Les caractéristiques techniques, les programmes d'entretien, les contraintes d'exploitation et les paramètres statistiques sur les pannes des

⁵⁹ B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

- équipements de production datent de 2009 ou avant (page 12); or, de nouveaux paramètres plus à jour existent maintenant⁶¹.
- L'évaluation n'a été faite que pour la pointe 2015-2016 et elle est basée sur un bilan de puissance qui n'est plus à jour (page 13, tableau 5).

Idéalement, comme nous l'avons exposé en 2011⁶², la simulation de la production éolienne et de ses aléas devraient être intégrée dans la simulation globale de fiabilité en puissance faite pour chaque hiver et mise à jour à chaque année. Ainsi, tous les intrants affectant la contribution en puissance de la production éolienne seraient constamment à jour.

À défaut de procéder à une telle intégration, nous sommes d'avis qu'il est temps que l'étude de contribution en puissance de la production éolienne soit refaite étant donné les problématiques exprimées plus haut. D'ailleurs, le Distributeur prévoyait le faire éventuellement⁶³ :

« Le Distributeur n'a pas réalisé d'autres études sur la contribution en puissance de la production éolienne que celle mentionnée à la référence (iv).

Compte tenu du coût associé à la réalisation de ces études, notamment du coût associé à la reconstitution de séries chronologiques de production éolienne, le Distributeur attendra assurément quelques années afin d'incorporer, dans une éventuelle nouvelle étude, un ensemble de changements notamment :

⁶⁰ B-0007, HQD-1, document 2, annexe 2B, page 25, section 1.1.

⁶¹ B-0005, HQD-1, document 1, page 35, section 6.2 et B-0021, HQD-3, document 1, pages 39 à 41, réponse 9.1.

⁶² R-3748-2010, C-UMQ-0014, pages 46 à 56, section 5.3.7.

⁶³ R-3748-2010, B-0040, HQD-4, document 9, pages 13 et 14, question 8.2.

1- la quantité de production éolienne dont la mise en service est prévue ;

2- une nouvelle redistribution géographique de cette production après avoir pris en compte les nouveaux appels d'offres et les modifications aux contrats signés ;

3- la prise en compte de la position définitive des éoliennes à l'intérieur des parcs planifiés ;

4- la prise en compte de l'expérience réelle d'exploitation d'un plus grand nombre possible de parcs éoliens ;

5- les changements dans les profils horaires de la charge. »

La société Hélimax Énergie Inc. a aussi elle-même constaté certaines lacunes dans les intrants disponibles⁶⁴ :

« La nature de la ressource éolienne, variable dans le temps et dans l'espace, ainsi que la qualité souvent variable des données de base ont posé des défis importants. Le produit de l'exercice ne représente donc pas un niveau de fiabilité équivalent à celui de la production mesurée ou à celui qui découlerait de mesures directes de vent sur les sites de production. Par ailleurs, les résultats des premières années sont moins fiables, puisque le nombre de stations météorologiques en exploitation dans les régions mentionnées ci-haut était plus faible et que les données recueillies ont fréquemment posé des problèmes de validité. » (Nous soulignons)

et⁶⁵ :

« *Tel que présenté du Tableau 3-1 au Tableau 3-4, le nombre de stations météorologiques d'EC pour lesquelles des données sont disponibles est plus faible dans les années 70, 80 et début 90. En plus, les données alors recueillies sont de moins bonne qualité que celles couvrant la portion plus contemporaine de l'historique. Ainsi, les résultats obtenus pour la première portion de l'historique ne pourront être aussi fiables que ceux obtenus pour les années postérieures à 1993.* » (Nous soulignons)

Notre examen de l'étude sur l'Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution nous amène les recommandations suivantes :

- **L'évaluation doit être faite pour chaque année de l'horizon du Plan avec les données pertinentes des parcs éoliens et du bilan de puissance de chacune de ces années.**
- **L'évaluation doit être intégrée dans l'évaluation globale de la fiabilité en puissance mise à jour annuellement. Sans une telle intégration, l'évaluation devrait être refaite et présentée dans chaque Plan d'approvisionnement du Distributeur et en particulier dans le cadre de l'État d'avancement 2014 du Plan en utilisant les dernières données disponibles, notamment :**
 - **les 294 profils annuels de demande chronologiques représentant la prévision de la demande selon 42 climatologies répertoriées entre 1971 et 2012 ;**

⁶⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf , page 1.

⁶⁵ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf , page 4.

- **les données de production éolienne historiques sur la période 2006-2013 ;**
- **les données météorologiques permettant de mettre à jour et de recalibrer, si possible, les études faites par Hélimax, particulièrement pour les cas de températures extrêmes d'exploitation des éoliennes ;**
- **les taux de pannes et d'entretien observés des parcs éoliens ;**
- **les séries historiques reconstituées de 42 ans de production éolienne (1971-2012), en visant leur homogénéité ;**
- **les limites régionales de transit et la distribution géographique des parcs éoliens ;**
- **les événements historiques extrêmes recensés entre 1971 et 2012;**
- **Les caractéristiques techniques, les programmes d'entretien, les contraintes d'exploitation et les paramètres statistiques sur les pannes des équipements de production.**

5.3. Nouveaux projets éoliens de 800 MW

Le gouvernement du Québec a annoncé le 10 mai 2013 sa volonté de poursuivre le développement de la filière éolienne avec l'attribution de 800 MW de nouveaux projets de centrales éoliennes au Québec⁶⁶.

Cette quantité de 800 MW comprendrait 200 MW pour le Producteur que le Distributeur a inclus dans ses bilans⁶⁷. Il ne nous apparaît pas clairement que

⁶⁶ B-0005, HQD-1, document 1, page 26, section 4.2.

⁶⁷ B-0026, HQD-3, document 1.1, page 37, demande 23.1.

cette portion de 200 MW fera partie des approvisionnements du Distributeur. Et, si c'était le cas, nous voyons mal comment le Producteur intégrerait sa propre production éolienne et facturerait le Distributeur pour le faire dans le cadre des ententes d'intégration éolienne.

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de clarifier la vocation et les modalités du bloc de 200 MW de production éolienne prévu pour le Producteur dans l'annonce du gouvernement du Québec du 10 mai 2013.

6. Électricité interruptible

Dans le présent Plan, le Distributeur compte sur une puissance d'électricité interruptible décrite comme suit⁶⁸ :

« Le Distributeur continuera également à susciter l'intérêt des grands clients industriels pour l'électricité interruptible. Le Distributeur maintient l'hypothèse d'une contribution de 850 MW provenant de ce programme dans le bilan en puissance. À cette quantité s'ajoute un bloc interruptible lié au contrat particulier avec Aluminerie Alouette. La charge interruptible d'Aluminerie Alouette s'établit à 150 MW pour l'hiver 2013-2014 et elle devrait augmenter à 300 MW à l'hiver 2016-2017, et enfin atteindre 450 MW à l'hiver 2019-2020. » (Nous soulignons)

Ainsi, le Distributeur prévoit que l'électricité interruptible augmenterait de plus de 50% sur l'horizon du Plan avec l'ajout d'un bloc de 450 MW lié au contrat particulier avec Aluminerie Alouette. En plus de ce programme sous le contrôle du Distributeur, le Producteur a aussi accès à des contrats de puissance interruptible pour 528 MW⁶⁹.

Cette section portera sur trois volets :

- Le taux de réserve associé aux 850 MW des grands clients industriels
- Le taux de réserve associé aux 450 MW d'Aluminerie Alouette
- L'utilisation optimale de l'électricité interruptible.

⁶⁸ B-0005, HQD-1, document 1, page 18, lignes 18 à 24.

⁶⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeC_SuiviD-2011-162_13dec2013.pdf.

6.1. Taux de réserve – 850 MW des grands clients industriels

Le Distributeur doit étudier l'utilisation de l'électricité interruptible en tenant compte des contraintes d'utilisation qui peuvent limiter son efficacité en termes de fiabilité. La dernière étude faite par le Distributeur a montré une réserve de 15 %⁷⁰ et le Distributeur maintient ce pourcentage dans le présent Plan⁷¹.

Toutefois, tout comme nous l'avons souligné pour la production éolienne, le fait de faire l'étude du taux de réserve de l'électricité interruptible de façon séparée comporte certains inconvénients. D'abord, une fois que le Distributeur a déterminé le taux de réserve en puissance de l'électricité interruptible à 15 % avec le modèle de simulation horaire chronologique FEPMC⁷², il utilise cette valeur moyenne de façon déterministe dans son analyse globale de fiabilité, perdant ainsi certaines caractéristiques chronologiques que son étude préservait.

En effet, la valeur de 15 % est valable pour un ensemble d'intrants utilisés dans l'étude précitée. Dès qu'un intrant est modifié comme c'est le cas régulièrement dans les analyses de fiabilité, la contribution de 15 % n'est théoriquement plus valide et on doit refaire l'étude. Mais, selon notre expérience, ceci constitue un problème qui se résout de lui-même si l'électricité interruptible (avec ses caractéristiques propres) est simplement intégrée dans le mécanisme global d'analyse de la fiabilité du Distributeur.

Tout comme l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne décrite plus haut, l'évaluation du taux de réserve de l'électricité interruptible présente certaines problématiques :

- L'évaluation a été faite séparément de l'analyse de fiabilité en puissance du reste du parc de ressources du Distributeur et du Producteur qui est

⁷⁰ R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 9, lignes 17 à 19.

⁷¹ B-0021, HQD-3, document 1, page 41, réponse 9.1.

⁷² R-3678-2008, HQD-1, document 2, pages 4 et 5, réponses 1.1 et 1.2.

- refaite à chaque année et la méthode Effective Load Carrying Capability (« ELCC ») par simulation Monte Carlo a été retenue⁷³.
- L'évaluation n'a pas été refaite depuis 2008.
 - Seul un scénario de 1000 MW d'électricité interruptible a été évalué⁷⁴ ; or, avec l'électricité interruptible d'Aluminerie Alouette (taux de réserve de 60 %⁷⁵) et la puissance interruptible du Producteur (taux de réserve de 30 %⁷⁶) qui sont moins flexibles que l'électricité interruptible des grands clients industriels, cette dernière sera vraisemblablement engagée beaucoup plus tôt dans la séquence des moyens de gestion que ce qui était prévu en 2008, constituant ainsi un changement majeur ayant pour effet d'influencer le taux de réserve de façon très significative.
 - L'évaluation avec le modèle FEPMC souffre des mêmes problèmes en termes de paramètres désuets au niveau de la demande et de l'offre que l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne plus haut à la section 5.2.
 - L'évaluation n'a été faite que pour une année en particulier et elle est forcément basée sur un bilan de puissance qui n'est plus à jour.
 - Les délais d'appel n'étaient pas pris en compte⁷⁷ alors que cette contrainte est déterminante dans l'utilisation de moyens comme l'électricité interruptible et les achats UCAP.

Idéalement, comme nous l'avons exposé plus haut, les programmes d'électricité interruptible devraient être intégrés dans la simulation globale de fiabilité en puissance faite pour chaque hiver et mise à jour à chaque année. Ainsi, tous les

⁷³ R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 5, réponse 1.2.

⁷⁴ R-3678-2008, HQD-1, document 1, page 9, lignes 17 à 18.

⁷⁵ B-0028, HQD-3, document 3, page 27, réponse 10.1.

⁷⁶ 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC, March 11, 2009, page 23, section A.1.1.4.

⁷⁷ R-3678-2008, HQD-2, document 6, page 8, réponse 3.3.

intrants affectant le taux de réserve en puissance de l'électricité interruptible seraient constamment à jour.

À défaut de procéder à une telle intégration, nous sommes d'avis qu'il est temps que l'étude du taux de réserve de l'électricité interruptible soit refaite étant donné les problématiques décrites plus haut.

Notre examen de l'étude sur le taux de réserve de l'électricité interruptible des grands clients industriels nous amène les recommandations suivantes :

- **L'évaluation doit être faite pour chaque année de l'horizon du Plan avec les données pertinentes d'électricité interruptible et du bilan de puissance de chacune de ces années.**
- **L'évaluation doit être intégrée dans l'évaluation globale de la fiabilité en puissance mise à jour annuellement. Sans une telle intégration, l'évaluation devrait être refaite et présentée dans chaque Plan d'approvisionnement du Distributeur et en particulier dans le cadre de l'État d'avancement 2014 du Plan en utilisant les dernières données disponibles, notamment :**
 - **les 294 profils annuels de demande chronologiques représentant la prévision de la demande selon 42 climatologies répertoriées entre 1971 et 2012 ;**
 - **les caractéristiques techniques, les programmes d'entretien, les contraintes d'exploitation et les paramètres statistiques sur les pannes des équipements de production ;**
 - **les limites de transit des équipements de transport**
 - **les modalités et délais d'appel des programmes d'électricité interruptible.**

6.2. Taux de réserve – Aluminerie Alouette

À la lecture de l'article 12⁷⁸ des *Tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette inc. à l'égard d'un nouveau contrat spécial de 500 MW pour la phase III de l'aluminerie de Sept-Îles*, on se rend rapidement compte que les modalités sont moins flexibles que celles du programme d'électricité interruptible des grands clients industriels, ce qui expliquerait que le taux de réserve serait plus élevé à 60 %. Mais le Distributeur ne justifie pas l'ampleur de cette valeur d'autant plus que le prix unitaire de l'interruptible Aluminerie Alouette est le même que celui de l'électricité interruptible des grands industriels⁷⁹.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de fournir l'étude justifiant i) la valeur de 60 % du taux de réserve associé à l'interruptible d'Aluminerie Alouette et ii) le prix consenti à Aluminerie Alouette pour cette électricité interruptible.

6.3. Utilisation optimale de l'électricité interruptible

Les ententes d'électricité interruptible des clients de grande puissance sont d'une durée d'une année seulement et le Distributeur a toujours l'option de conclure ou non de telles ententes à chaque année selon ses besoins⁸⁰. À titre d'exemple, pour l'hiver 2007-2008, le Distributeur n'a pas utilisé tout le potentiel mais seulement les quantités dont il avait besoin⁸¹.

⁷⁸

<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=57461.PDF>, pages 2146 et 2147.

⁷⁹ B-0028, HQD-3, document 3, page 13, réponse 4.3.

⁸⁰ http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/tarifs_distributeur.pdf, page 99, articles 6.15 et 6.16.

⁸¹ R-3678-2008, HQD-1, document 1, annexe A, page 19, lignes 9 à 11.

Dans le bilan de puissance du Plan⁸², le Distributeur fait d'abord le plein d'électricité interruptible puis comble le reste du besoin avec les marchés de court terme, particulièrement pour les 5 premiers hivers. Rien dans la preuve du Distributeur n'indique que cette stratégie est optimale. Au contraire, le Distributeur précise qu'il ne fait pas la différence entre l'électricité interruptible et la contribution des marchés de court terme⁸³ :

« 2.5 Pour chacun des graphiques 4A-2, 4A-3, 4A-4 et 4A-5 de la référence (i), veuillez fournir la valeur en énergie (en GWh) de chacun des moyens de gestion correspondant à la surface sous la courbe. Dans le cas où l'électricité interruptible constitue l'un des moyens, veuillez fournir une valeur séparée pour Alouette.

Réponse :

Le Distributeur ne planifie pas spécifiquement de contribution en énergie en provenance de ses moyens de gestion de la demande en puissance, dont l'électricité interruptible. Les contributions en énergie attendues de l'ensemble de ces moyens sont traitées indistinctement des autres achats de court terme. »

Une telle affirmation nous confirme que le Distributeur ne fait pas un choix optimal entre l'électricité interruptible et l'utilisation des marchés de court terme pour un hiver donné. Lorsque questionné sur le sujet, il mentionne⁸⁴ :

« 4.3 Le Distributeur peut-il expliquer pourquoi il recourt à son option interruptible comme approvisionnement en puissance plutôt qu'aux achats UCAP s'il dit, et fait clairement comprendre, que les

⁸² B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

⁸³ B-0028, HQD-3, document 3, page 8, demande 2.5.

⁸⁴ R-3678-2008, HQD-2, document 3, page 8, demande 4.3.

achats UCAP présentent des conditions moins contraignantes et sont plus flexibles ?

Réponse :

L'électricité interruptible comporte des conditions plus contraignantes, mais comporte également un coût réduit de 15 % afin de prendre en considération lesdites contraintes. De cette manière, chaque dollar dépensé à l'achat de produits de puissance, que ces achats prennent la forme d'électricité interruptible ou de UCAP, apporte un service équivalent.

Par ailleurs, la stratégie d'alimentation des besoins en puissance et le rôle de l'électricité interruptible parmi les moyens pour combler ces besoins ont été présentés dans le cadre du Plan d'approvisionnement (dossier R-3648-2007, HQD-1, document 1, section 4.5). » (Nous soulignons)

Comme ni le taux de réserve associé à l'interruptible, ni les tarifs de l'électricité interruptible n'ont été mis à jour depuis 2008 mais que les prix UCAP varient constamment, on ne peut appuyer l'affirmation du Distributeur selon laquelle les deux apportent un service équivalent au même prix. Et cette affirmation est encore moins vraie lorsque le Distributeur doit combler des besoins pour environ 500 heures⁸⁵ et que les programmes d'électricité interruptible sont normalement limités à 100 heures par hiver.

Le Distributeur mentionne même qu'il ne peut pas prévoir l'utilisation de l'électricité interruptible pour un hiver donné puisqu'il limite son analyse au seul scénario à conditions climatiques normales⁸⁶. Pourtant, une telle pratique n'est plus indiquée depuis longtemps alors que, dès les années 1990, Hydro-Québec

⁸⁵ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4A, page 30 et 31, graphiques 4A-2 et 4A-4.

utilisait des simulations horaires chronologiques stochastiques pour déterminer l'espérance d'utilisation des moyens de gestion de la pointe comme l'électricité interruptible⁸⁷.

Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur qu'il fasse la démonstration, avant le 31 octobre de chaque hiver, que la quantité d'électricité interruptible et la quantité d'achats de puissance de court terme qu'il souhaite retenir pour l'hiver donné sont optimales. La démonstration doit tenir compte de tous les facteurs pertinents comme les modalités et contraintes d'utilisation des moyens, les délais d'appel, les prévisions de prix, etc. et doit être faite à l'aide d'une approche de simulation horaire chronologique stochastique du type FEPMC déjà utilisée par le Distributeur.

⁸⁶ R-3678-2008, HQD-2, document 1, page 9, réponse 5.2 et page 11, réponse 6.1.

⁸⁷ R-3748-2010, C-UMQ-0015, page 68.

7. Appel au public

Lors de journées de forte demande en hiver, le Distributeur peut faire un appel au public pour lui demander sa collaboration dans la réduction de sa consommation aux heures de pointe définies dans l'appel. L'appel au public se fait par des communiqués de presse et des présences média des porte-parole d'Hydro-Québec normalement à compter de la veille de la journée de forte demande. Des appels ont été faits avec succès dans le passé comme en témoigne le tableau 3 qui répertorie les demandes faites à l'heure de pointe annuelle au cours des onze dernières années.

Tableau 3
Appels au public

Hiver	Date	Impact estimé (MW)
2003-2004	15 janvier	800
2008-2009	16 janvier	600
2010-2011	24 janvier	300
2012-2013	23 janvier	400
2013-2014	22 janvier	400

Sources:

R-3748-2010, B-0040, HQD-3, document 9, page 8, réponse 4.2, tableau R-4.2

B-0028, HQD-3, document 3, page 29, tableau R-11.2

On peut d'abord se questionner sur la baisse de l'impact estimé observée au cours des dernières années. Nous voudrions en savoir plus long sur la méthode d'estimation alors que le site internet d'Hydro-Québec mentionne un impact de 500 MW provenant des appels au public⁸⁸ :

⁸⁸ <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/nouvelles/119/demystifier-la-pointe-de-demande-delectricite/> .

« Le réseau d'Hydro-Québec est très robuste et permet de satisfaire la demande en électricité du Québec.

En période de pointe exceptionnelle, Hydro-Québec sollicite l'appui de la population afin d'éviter de surcharger le réseau et d'avoir recours à des achats additionnels d'électricité.

Hydro-Québec a le souci de gérer le réseau de manière efficiente en réduisant le plus possible les coûts pour la clientèle.

Ainsi, tout le monde y gagne.

Les appels à la population, lancés au cours des années antérieures, ont permis de réduire la consommation d'environ 500 MW. » (Nous soulignons)

Nous constatons que le Distributeur a toujours obtenu un impact d'au moins 300 MW suite aux appels au public et parfois beaucoup plus. De plus, il annonce qu'il vise à augmenter la notoriété des appels au public et à analyser l'évolution de leur impact sur plusieurs hivers successifs⁸⁹. Il considère que les résultats pourront être encore meilleurs avec une sensibilisation appropriée⁹⁰ :

« Le Distributeur a entrepris, en janvier 2013, de nouvelles activités de sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale. Ces activités ont comme objectif d'augmenter la participation de la population aux appels au public. Le Distributeur poursuit le développement de ces stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale. Ces stratégies s'inscriront dans

⁸⁹ B-0005, HQD-1, document 1, page 19.

une démarche plus large de sensibilisation afin d'aider les clients à mieux gérer leur consommation d'électricité. Le Distributeur prévoit également suivre, au cours des prochaines années, l'évolution des appels au public afin d'en mesurer la performance et d'en améliorer la portée. » (Nous soulignons)

Nous sommes d'avis toutefois que le Distributeur a déjà beaucoup d'information sur ce moyen qui est utilisé très rarement. D'attendre d'avoir plus d'information avant de compter sur ce moyen dans les bilans de puissance du Distributeur ne nous apparaît pas souhaitable. Nous avons d'ailleurs présenté un tableau plus détaillé que celui du Distributeur pour analyser les divers appels au public et non seulement ceux effectués à la seule heure de pointe annuelle⁹¹. Nous avons démontré que l'appel au public :

- Est efficace
- A été utilisé pendant 6 périodes de pointe différentes lors d'une seule période de 8 jours en 2004 marquée par de fortes demandes et des événements sur le réseau de transport
- a porté sur 39 heures sur la période 2004-2011.

Le NPCC encourage d'ailleurs l'utilisation de l'appel au public dans les moyens de gestion de la pointe au même titre que l'électricité interruptible et l'abaissement de tension⁹² :

« Each area takes defined steps as their reserve levels approach critical levels. These steps consist of those load control and generation supplements that can be implemented before firm load has to be disconnected. Load control measures could include

⁹⁰ R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, pages 20 et 21.

⁹¹ R-3748-2010, C-UMQ-0014, page 83, tableau 3.

disconnecting or reducing interruptible loads, making public appeals to reduce demand, and/or implementing voltage reductions. Other measures could include calling on generation available under emergency conditions, and/or reducing operating reserves. » (Nous soulignons)

On note à cette référence que la zone de l'Ontario compte dans son bilan de puissance sur une réduction de sa demande de pointe de 1% pour le moyen de l'appel au public.

Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur qu'il ajoute dans son bilan de puissance à partir du prochain hiver un moyen de gestion de 300 MW pour l'appel au public et que pour le prochain État d'avancement du Plan, le Distributeur fournisse une étude et propose une augmentation de la puissance associée à l'appel au public au-delà de cette valeur de 300 MW sur l'horizon du Plan.

Aussi, le Distributeur présente une nouvelle rubrique dans le bilan de puissance intitulée *Autres interventions en gestion de la puissance* où l'on retrouve des quantités variant de 50 MW en 2016-2017 à 300 MW en 2022-2023⁹³ Le Distributeur confirme que ces quantités ne comprennent pas les résultats des appels au public⁹⁴.

Le Distributeur voit aussi un potentiel intéressant avec l'installation de compteurs intelligents dans le cadre du projet Lecture à distance (« LAD »)⁹⁵ :

⁹² Northeast Power Coordinating Council – 2013 Long Range Adequacy Overview, Approved by the RCC, February 26, 2014, page 15.

⁹³ B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

⁹⁴ B-0032, HQD-3, document 7, pages 5 et 6, réponses 2.2 à 2.5.

⁹⁵ NPCC 2011 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, October 27, 2011, page 25.

« In the area of load management and peak shaving, new opportunities can be created by the introduction of advance metering infrastructures and are not taken into account in the forecast used in this review.

A better temporal understanding of customers' consumption profiles will allow Hydro-Québec Distribution to take advantage of new opportunities and develop solutions that take the customers' situation into account, while being beneficial for both the customer and Hydro-Québec Distribution. Hydro-Québec Distribution will also be able to provide its customers with equipment, accessories and measurements in relation to their behavior.

Hydro-Québec Distribution recently filed an application to obtain approval for a remote-metering project. This project consists in replacing the existing fleet of meters over the short term, installing an advanced metering infrastructure, and deploying a telecommunications platform. If the Régie de l'énergie du Québec approves this major project, Hydro-Québec Distribution will be able to identify promising business opportunities and possibly develop load management options provided that these meet actual customers' needs in a cost-effective manner. In the meantime, Hydro-Québec Distribution will be pursuing its monitoring and prospecting activities. » (Nous soulignons)

Dans le Plan, le Distributeur confirme que les prévisions de puissance ne comprennent pas le potentiel d'effacement en pointe apporté par le projet LAD et l'installation de compteurs intelligents⁹⁶.

⁹⁶ B-0027, HQD-3, document 2, page 23, réponse 10.4.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de fournir, pour l'État d'avancement 2014 du Plan, une prévision annuelle sur l'horizon du Plan du potentiel de gestion de la demande en puissance associé au projet LAD.

8. Contribution des marchés de court terme

Nous accueillons favorablement la décision du Distributeur d'ajouter une contribution de 400 MW des marchés de court terme au bilan de puissance, portant le potentiel à 1 500 MW⁹⁷.

En effet, outre le potentiel de 1100 MW provenant du marché de New York, le Distributeur considère maintenant que la mise en commun des autres marchés constitue un bassin d'approvisionnements potentiel comportant les caractéristiques d'un marché compétitif qui lui est accessible. Par conséquent, il ajoute une contribution des marchés de court terme de 400 MW au bilan de puissance.

Toutefois, cette valeur de 1500 MW retenue par le Distributeur nous semble faible par rapport aux évaluations du partage de réserve réalisées par le NPCC. En effet, la dernière évaluation du NPCC estime un partage de réserve potentiel de la zone du Québec variant entre 2892 et 3747 MW pour 2015⁹⁸.

Pour bien évaluer le potentiel de marchés de court terme accessible au Distributeur, il est utile d'analyser la situation de chaque marché.

Maritimes

La zone de réglage des Maritimes dispose de surplus de puissance importants pour tous les hivers de l'horizon du Plan. Entre 2014 et 2023, les réserves des

⁹⁷ B-0005, HQD-1, document 1, pages 28 et 29.

⁹⁸ NPCC - Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits, June 1, 2011, page i, table EX-1.

Maritimes varient entre 25 % et 35 % alors que la réserve requise est de 20 % de la demande d'électricité en pointe⁹⁹.

Le surplus de réserve correspond donc à une puissance potentiellement disponible en hiver en considérant toutefois que les interconnexions Madawaska et Eel River entre le Nouveau-Brunswick et le Québec permettent des échanges limités à 785 MW vers le Québec¹⁰⁰.

Par contre, le Distributeur émet certaines réserves sur l'accès à ce marché¹⁰¹ :

« À court terme, les transits provenant des interconnexions avec le Nouveau-Brunswick peuvent être acheminés vers les centres de charge à la pointe du réseau. Toutefois, dans quelques années, compte tenu de la croissance de la charge et des nouvelles mises en service de centrales éoliennes en Gaspésie, des investissements pourraient être requis pour assurer que les besoins en pointe puissent être satisfaits par des réceptions aux interconnexions avec le Nouveau-Brunswick. » (Nous soulignons)

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de produire, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les investissements qui pourraient être requis pour assurer que les besoins en pointe puissent être satisfaits par des réceptions aux interconnexions avec le Nouveau-Brunswick.

⁹⁹ NERC – 2013 Long-Term Reliability Assessment, December 2013, page 85.

¹⁰⁰ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 45, tableau 4D-1.

¹⁰¹ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 47.

Nouvelle-Angleterre

La zone de réglage de la Nouvelle-Angleterre montre des surplus de puissance importants pour tous les hivers de l'horizon du Plan. Entre 2014 et 2023, les réserves de cette zone en hiver sont de plus de 60 % alors que la réserve requise est de moins de 20 % de la demande d'électricité en pointe¹⁰².

Par contre, certaines contraintes peuvent limiter l'accès aux importations en provenance de la Nouvelle-Angleterre¹⁰³ mais sans que le Distributeur n'en fasse une évaluation chiffrée.

À moyen terme, soit en 2017-2018 selon les plus récentes prévisions, le projet de nouvelle interconnexion Northern Pass pourrait augmenter, sous réserve de certaines conditions, la capacité d'importation en provenance de la Nouvelle-Angleterre¹⁰⁴.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de produire, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'importation en provenance de la Nouvelle-Angleterre i) pour la période avant la mise en service de l'interconnexion Northern Pass et ii) pour la période après cette mise en service.

New York

La zone de réglage de New York montre des surplus de puissance importants pour tous les hivers de l'horizon du Plan. Entre 2014 et 2023, les réserves de cette zone en hiver sont de plus de 60 % alors que la réserve requise est de moins de 20 % de la demande d'électricité en pointe¹⁰⁵.

¹⁰² NERC – 2013 Long-Term Reliability Assessment, December 2013, page 91.

¹⁰³ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 47.

¹⁰⁴ NPCC 2013 Long Range Adequacy Overview, page 76.

¹⁰⁵ NERC – 2013 Long-Term Reliability Assessment, December 2013, page 101.

De tels surplus justifient pleinement la décision du Distributeur de compter sur toute la capacité d'importation de cette zone de réglage.

À moyen terme, soit à l'automne 2017 selon les plus récentes prévisions, le projet de nouvelle interconnexion Champlain Hudson Power Express pourrait augmenter, sous réserve de certaines conditions, la capacité d'importation en provenance de New York¹⁰⁶.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de produire, lors du prochain Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'importation en provenance de New York pour la période après la mise en service de l'interconnexion Champlain Hudson Power Express.

Ontario

La zone de réglage de l'Ontario montre des surplus de puissance importants pour tous les hivers de l'horizon du Plan. Entre 2014 et 2023, les réserves de cette zone en hiver varient entre 35 % et 40 % alors que la réserve requise est de 20 % de la demande d'électricité en pointe¹⁰⁷.

La capacité disponible à la pointe en mode importation à partir de ce marché a été portée à 1530 MW depuis la mise en service d'une nouvelle interconnexion avec l'Ontario¹⁰⁸. Cette nouvelle interconnexion a été construite en considérant notamment qu'elle apporterait des bénéfices en fiabilité¹⁰⁹ :

« La capacité de la nouvelle interconnexion a été souscrite par Hydro-Québec Production pour une durée de 50 ans. Cela

¹⁰⁶ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, pages 49 et 50.

¹⁰⁷ NERC – 2013 Long-Term Reliability Assessment, December 2013, page 109.

¹⁰⁸ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 49.

¹⁰⁹ Hydro-Québec, Plan stratégique 2009-2013, page 42.

permettra à Hydro-Québec Production de vendre de l'énergie propre et renouvelable aux conditions des marchés adjacents. Grâce à sa capacité d'importation, l'interconnexion permettra également d'augmenter la fiabilité du réseau électrique québécois. » (Nous soulignons)

Toutefois, comme pour les Maritimes et la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur émet quelques réserves sur l'accès au marché ontarien, notamment en ce qui a trait à la priorisation par l'ISEO de l'alimentation de la charge locale¹¹⁰.

Il nous semble raisonnable que l'ISEO priorise l'alimentation de la charge locale de l'Ontario et cette priorité est probablement semblable pour tous les réseaux. Toutefois, avec les marges de manœuvre confortables dont dispose le marché ontarien, nous soumettons que le Distributeur ne devrait pas avoir de préoccupation particulière à cet effet.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de produire, lors de l'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement, une étude évaluant les possibilités d'achats de court terme en provenance de l'Ontario.

Pour vérifier les possibilités de la zone de réglage du Québec d'accéder à des importations horaires en provenance de l'Ontario lors des heures de forte demande, nous avons préparé le tableau 4 qui présente les importations réelles au moment des pointes de l'hiver dernier qui ont fait l'objet d'appels au public par Hydro-Québec.

¹¹⁰ B-0008, HQD-1, document 2.3, annexe 4D, page 48.

Tableau 4

**Importations en provenance de l'Ontario lors des heures de forte demande
Hiver 2013-2014**

Pointe	Heure	Ontario IESO ⁽¹⁾ PQ.AT
3 janvier 2014 AM	6h00	1183
3 janvier 2014 PM	21h00	1222
21 janvier 2014 AM	7h00	846
22 janvier 2014 AM	7h00	994
22 janvier 2014 PM	17h00	999
23 janvier 2014 AM	7h00	704
23 janvier 2014 PM	17h00	1189
24 janvier 2014 PM	18h00	1082

(1) <http://reports.ieso.ca/public/TRAPreauctionInterfaceHistoryMonthly/>

On remarque que même pour les pointes les plus fortes au Québec lors de l'hiver dernier, les importations en provenance de l'Ontario étaient très significatives. Celles-ci, rappelons-le, n'étaient pas considérées dans la prévision de contribution des marchés de court terme faite par le Distributeur pour l'hiver dernier.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur d'augmenter dès maintenant, en attendant que des études plus détaillées soient produites, à 2000 MW la contribution des marchés à court terme qu'il considère dans son bilan de puissance.

9. Fiabilité en puissance

Nous avons examiné les calculs et hypothèses du Distributeur pour évaluer les taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance en fonction des caractéristiques des moyens déployés et des aléas affectant l'offre et la demande en puissance.

Cette section traitera d'abord de la fiabilité en puissance de l'électricité patrimoniale. Ensuite, elle évaluera les besoins en approvisionnements futurs en puissance en considérant les recommandations faites dans le présent rapport.

9.1. Fiabilité en puissance de l'électricité patrimoniale

Suite au Décret 1277-2001, le Distributeur et le Producteur interprètent ainsi l'obligation en ce qui a trait à la fiabilité de l'électricité patrimoniale¹¹¹ :

« La Loi sur Hydro-Québec et le Décret précisent que l'approvisionnement en électricité patrimoniale doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. Ainsi, Hydro-Québec Production garantit l'accès à une puissance installée suffisante pour couvrir les livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale ainsi que les aléas de production et les aléas climatiques en puissance associés à l'électricité patrimoniale. Si on se réfère au critère de fiabilité en puissance du NPCC [note de bas de page omise] (Northeast Power Coordinating Council), le respect de ce critère correspond à une espérance de délestage de 2,4 heures par année. »

¹¹¹ R-3470-2001, HQD-2, document 2, page 2, lignes 6 à 14.

Le taux de réserve associé à l'électricité patrimoniale a varié au cours des années et cette problématique a été exposée dans notre rapport de 2011¹¹².

La situation peut être résumée ainsi :

- Lors du premier Plan d'approvisionnement du Distributeur publié en 2001, la réserve associée au volume d'électricité patrimoniale a été fixée à 3 600 MW¹¹³. Le résultat d'une réserve requise de 3595 MW obtenu à l'aide du modèle FEP est présenté dans un document de 2002¹¹⁴.
- Lors du Plan d'approvisionnement 2005-2014, la quantité de réserve associée au volume d'électricité patrimoniale baisse de 500 MW du coup pour atteindre 3100 MW¹¹⁵. Cette révision serait expliquée dans la revue triennale de 2005¹¹⁶. Dans cette revue de 2005¹¹⁷, le résultat obtenu par le modèle FEP était changé pour 3107 MW, sans que l'on puisse retrouver d'explication où de détails d'une étude le justifiant, alors que le modèle MARS obtenait une valeur de 3130 MW et le modèle FEPMC, 3166 MW, toujours pour la réserve requise en puissance de l'électricité patrimoniale.
- Dans sa décision D-2011-162, la Régie demandait une réévaluation de la situation¹¹⁸ :

« [105] En dernier lieu, la Régie observe que l'établissement d'une réserve en puissance dépend de paramètres évolutifs, tels que l'aléa de la demande, l'aléa climatique, les taux de panne, les taux d'entretien et les restrictions sur les équipements de production. Toutefois, elle constate que

¹¹² R-3748-2010, C-UMQ-0014, pages 99 à 105, section 5.4.

¹¹³ R-3550-2004, HQD-3, document 1, pages 8 et 9.

¹¹⁴ R-3515-2003, HQD-6, document 3.

¹¹⁵ R-3550-2004, HQD-3, document 1, page 8, tableau 2.1.

¹¹⁶ B-0021, HQD-3, document 1, pages 42, réponse 10.1.

¹¹⁷ NPCC 2005 Québec Area Triennial Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC on March 8, 2006, page 35.

l'aléa global, soit l'écart type d'une distribution normale correspondant à la variation de la charge, est fixé à 4,5 % dans l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial.

[106] Considérant ce qui précède, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une mise à jour de l'étude établissant la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale. »

(Nous soulignons)

- Dans sa preuve dans le présent dossier, le Distributeur se contentait d'indiquer que¹¹⁹ :

« Les résultats obtenus confirment le niveau de la réserve de planification associée à l'électricité patrimoniale à 3 100 MW [...] »,

sans déposer d'étude.

- Suite à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indique qu'il a présenté une réévaluation de la réserve requise de l'électricité patrimoniale en révisant l'ensemble des paramètres pouvant affecter l'estimation du niveau de réserve requise, sans toutefois fournir d'étude¹²⁰.

À défaut de disposer d'une étude nous permettant de juger du bien-fondé de la réserve requise de 3100 MW sur l'électricité patrimoniale, nous avons préparé le tableau 5, à partir du bilan de puissance¹²¹ du Plan, afin de comparer les

¹¹⁸ D-2011-162, dossier R-3748-2010, paragraphes 105 et 106, page 35.

¹¹⁹ B-0005, HQD-1, document 1, page 35.

¹²⁰ B-0021, HQD-3, document 1, pages 42 et 43, réponse 10.1.

¹²¹ B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

réserves requises des composantes patrimoniales et non patrimoniales du bilan de puissance du Distributeur.

Tableau 5

Réserves requises patrimoniales et non patrimoniales en puissance

		2013 2014	2014 2015	2015 2016	2016 2017	2017 2018	2018 2019	2019 2020	2020 2021	2021 2022	2022 2023
Besoins totaux	(MW)	37374	37268	37607	37954	38337	39031	39397	39726	40036	40340
Réserve requise totale	(MW)	3562	3647	3922	4125	4167	4242	4372	4408	4441	4474
Besoins patrimoniaux	(MW)	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342
Besoins non patrimoniaux	(MW)	3032	2926	3265	3612	3995	4689	5055	5384	5694	5998
Réserve requise patrimoniale	(MW)	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100
Réserve requise patrimoniale	(%)	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%	9,03%
Réserve requise non patrimoniale	(MW)	462	547	822	1025	1067	1142	1272	1308	1341	1374
Réserve requise non patrimoniale	(%)	15,24%	18,69%	25,18%	28,38%	26,71%	24,35%	25,16%	24,29%	23,55%	22,91%

Le tableau 5 indique que le taux de réserve de l'électricité patrimoniale équivaut à 9,03 % de besoins patrimoniaux alors que le taux de réserve de l'électricité non patrimoniale varie entre 15,24 % et 28,38 % des besoins non patrimoniaux. Cette situation nous semble difficilement explicable sans en connaître plus long sur la réserve de 3100 MW sur l'électricité patrimoniale. Et il est important de souligner que la réserve sur la production éolienne des approvisionnements non patrimoniaux a déjà été enlevée du bilan de puissance.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur de déposer, le plus tôt possible, une étude détaillée, avec tous les paramètres requis et une description de la méthode utilisée, démontrant la valeur de 3100 MW pour la réserve requise de l'électricité patrimoniale.

Nous recommandons que la Régie demande au Distributeur d'expliquer, le plus tôt possible, l'écart entre le taux de réserve en puissance de l'électricité patrimoniale (9,03 %) et le taux de réserve en puissance de

l'électricité non patrimoniale (variant entre 15,24 % et 28,38 % sur l'horizon du Plan).

Dans l'évaluation du taux de réserve de l'électricité patrimoniale, plusieurs facteurs sont importants, comme nous l'avons démontré en 2011¹²². Lorsque le Distributeur déposera une étude démontrant le calcul du taux de réserve de l'électricité patrimoniale, la validité de la prise en compte des divers facteurs pourra être analysée.

9.2. Besoins en puissance

Dans les autres sections de ce rapport, nous recommandons d'ajouter des valeurs additionnelles au bilan de puissance comme suit :

- Retours d'énergie : 400 MW de 2013-2014 à 2017-2018 (section 4.1)
- Appel au public : 300 MW sur toute la période (section 7)
- Contribution des marchés court terme : 500 MW sur toute la période (section 8)

Avec cette puissance additionnelle de 1200 MW, les nouveaux moyens requis sur l'horizon du plan auraient plutôt l'allure de ceux présentés au tableau 6.

¹²² R-3748-2010, C-UMQ-0014.

Tableau 5
Puissance additionnelle requise suite à nos recommandations

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance additionnelle requise (1)	(MW)	650	360	750	1050	1290	1530	1830	2070	2370	2700
(-) retours d'énergie	(MW)	400	400	400	400	400					
(-) Appel au public	(MW)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
(-) marchés court terme	(MW)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
(=) Puissance additionnelle requise	(MW)					90	730	1030	1270	1570	1900
ou (=) Surplus	(MW)	550	840	450	150						

Source: B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

Suite à nos recommandations, le bilan de puissance du Distributeur ne montrerait pas de puissance additionnelle requise avant l'hiver 2017-2018. Par conséquent, il est peu probable que le Distributeur doive lancer un appel d'offres au cours des trois prochaines années pour de la puissance.

10. Fiabilité en énergie

10.1. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur

La méthode de démonstration de la fiabilité en énergie du Producteur a été déposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017¹²³.

Le dernier suivi de l'état des réserves et de la fiabilité énergétique fourni par le Producteur et déposé par le Distributeur le 13 décembre 2013¹²⁴ montrent des surplus importants. **Par conséquent, nous sommes satisfaits de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur.**

10.2. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie, est formulé comme suit :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par années. »¹²⁵

Nous sommes d'accord avec le critère de fiabilité en énergie du Distributeur et, en cette période de surplus, nous sommes satisfaits de la démonstration de son respect faite par le Distributeur.

¹²³ R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, pages 179 à 185.

¹²⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeB_SuiviD-2011-162_13dec2013.pdf.

¹²⁵ B-0005, HQD-1, document 1, page 35, lignes 21 à 24.

11. Suivi des décisions de la Régie

Dans la présente section, nous faisons l'inventaire de certaines décisions de la Régie qui, selon nous, n'ont pas été satisfaites totalement dans le présent Plan et qui n'ont pas déjà été abordées ailleurs dans ce rapport.

D-2011-162, paragraphe 85, pages 29 et 30

« [85] La Régie demande au Distributeur de produire sous forme agrégée, dans le cadre de ses plans d'approvisionnement, les informations relatives aux restrictions d'appareillage et aux restrictions hydrauliques prises en compte dans l'établissement de la réserve requise en puissance. » (Nous soulignons)

Le Distributeur mentionne que l'information demandée par ce paragraphe 85 se retrouve à la pièce HQD-1, document 1 à la section 6.2¹²⁶. Or, la section 6.2 ne traite aucunement des restrictions d'appareillage et des restrictions hydrauliques.

D-2011-162, paragraphe 89, pages 31

« [89] La preuve présentée au dossier n'est pas suffisante pour statuer sur le bien-fondé de la nécessité de modéliser les centrales de TCE et de Churchill Falls en tenant compte de leurs caractéristiques de fiabilité, plutôt que de les modéliser comme des contrats d'approvisionnement. La Régie demande au Distributeur de prendre les mesures appropriées afin d'obtenir de ses deux fournisseurs les données nécessaires au calcul de la réserve requise pour l'ensemble des approvisionnements en modélisant les

¹²⁶ B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 21.

centrales de TCE et de Churchill Falls, en tenant compte de leurs caractéristiques de fiabilité, et de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une comparaison de ce calcul avec la réserve établie en considérant ces centrales comme des contrats d'approvisionnement. » (Nous soulignons)

Le Distributeur mentionne que l'information demandée par ce paragraphe 89 se retrouve à la pièce HQD-1, document 2.3 à l'annexe 5C¹²⁷. Or, l'annexe 5C ne fournit aucunement de comparaison de calculs. Le Distributeur y mentionne que la centrale de Churchill Falls ne peut pas être traitée comme les centrales du Producteur puisque CF(L)Co a des engagements en puissance avec des tiers à partir de cette centrale. Nous ne sommes pas d'accord avec cet empêchement comme nous l'avons démontré en 2011¹²⁸.

D-2011-162, paragraphe 171, page 53

Ce paragraphe exige notamment la présentation de trois tableaux contenant les informations des pages 205 et 206 de la pièce B-0005 du dossier R-3748-2010. Or l'information du présent Plan se retrouve à l'annexe 4C de la pièce B-0008 et cette annexe ne comporte que deux tableaux.

D-2011-162, paragraphe 215, pages 64 et 65

« [215] En conséquence, la Régie demande au Distributeur, pour le prochain plan d'approvisionnement, un compte rendu de l'utilisation de ces réservations depuis l'hiver 2007-2008. Ce compte rendu prendra la forme d'un tableau où apparaîtront, pour chacune des années, notamment le partage de réserve prévu, la quantité

¹²⁷ B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 21.

réservée, la quantité utilisée, le coût de l'opération ainsi que la justification de la réservation. » (Nous soulignons)

Le Distributeur mentionne que l'information demandée par ce paragraphe 215 se retrouve à la pièce HQD-1, document 2.3 à l'annexe 4E¹²⁹. Or, l'annexe 4E ne présente pas le partage de réserve ni la justification des réservations.

D-2011-162, paragraphe 225, page 67

« [225] Pour ces raisons, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, les orientations qu'il poursuit quant à sa participation sur le marché de court terme, en identifiant les contraintes, les opportunités et, le cas échéant, les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie. » (Nous soulignons)

Le Distributeur mentionne que l'information demandée par ce paragraphe 225 se retrouve à la pièce HQD-1, document 1 à la section 4.4¹³⁰. Or, la section 4.4 ne traite aucunement de vente d'énergie.

D-2011-162, paragraphe 233, pages 69 et 70

« [233] La Régie demande au Distributeur de lui présenter les caractéristiques et les coûts estimés de l'entente de modulation envisagée avec TCE (durée, date d'entrée en vigueur, formes de modulation, nombre d'heures de fonctionnement en hiver, nombre

¹²⁸ R-3748-2010, C-UMQ-0014, pages 79 et 80, section 5.3.10.

¹²⁹ B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 23.

¹³⁰ B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 23.

d'arrêts-départs par an, formules ou références des prix de la puissance et de l'énergie, taux de livraisons, délais d'appel, etc.) dans un délai raisonnable avant la conclusion de l'entente, soit dans le cadre d'un dossier distinct ou au plus tard dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023. » (Nous soulignons)

Le Distributeur mentionne que l'information demandée par ce paragraphe 233 se retrouve à la pièce HQD-1, document 1 à la section 4.1.3¹³¹. Or, la section 4.1.3 ne traite pas des caractéristiques et des coûts estimés d'une éventuelle entente de modulation avec TCE.

D-2011-162, paragraphe 308, pages 86 et 87

« [308] En conséquence de ce qui précède et conformément aux principes qu'elle a émis aux paragraphes 44 à 46 de la décision D-2011-011, au paragraphe 22 de la décision D-2011-029 ainsi qu'aux paragraphes 9 à 13 de sa décision D-2011-064, la Régie demande au Distributeur de documenter davantage, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement, les caractéristiques et les coûts des stratégies envisagées. En ce qui a trait aux coûts, la Régie demande au Distributeur de fournir un tableau contenant les quantités, les prix et les coûts estimés (les revenus relatifs à la revente) des moyens d'approvisionnement existants et envisagés. »
(Nous soulignons)

¹³¹ B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, pages 23 et 24.

Le Distributeur mentionne que l'information demandée par ce paragraphe 308 se retrouve à la pièce HQD-1, document 2.3 à l'annexe 4B¹³². Or, l'annexe 4B ne présente pas les revenus relatifs à la revente.

Nous recommandons que la Régie exige du Distributeur qu'il fournisse le plus tôt possible les informations manquantes exigées dans les paragraphes 85, 89, 171, 215, 225, 233 et 308 de la décision D-2011-162.

¹³² B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, page 24.