

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-162

R-3748-2010

27 octobre 2011

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Richard Carrier

Marc Turgeon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement
2011-2020 du Distributeur*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

Observateurs :

- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE);
- Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ).

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	6
PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ.....	6
1. Prévision de la demande d'électricité.....	6
1.1 Scénario moyen en énergie et en puissance.....	7
1.2 Performance de la prévision des ventes au secteur industriel.....	10
1.3 Changement de l'année de référence.....	12
1.4 Analyse de la prévision.....	13
1.5 Efficacité énergétique.....	16
1.6 Conclusion.....	18
2. Fiabilité des approvisionnements.....	18
2.1 Critères de fiabilité en énergie.....	18
2.2 Critère de fiabilité en puissance.....	25
2.3 Critère de conception du réseau de transport.....	38
2.4 Services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale.....	40
3. Stratégie d'approvisionnement.....	42
3.1 Bilans en énergie et en puissance.....	43
3.2 Moyens de gestion de la pointe.....	44
3.3 Conventions d'énergie différée.....	51
3.4 Transactions financières avec le Producteur.....	53
3.5 Appel d'offres en puissance.....	56
3.6 Accroissement de la capacité d'importation.....	60
3.7 Utilisation du partage de réserve.....	64
3.8 Participation au marché de court terme.....	65
3.9 Modulation des livraisons de la centrale de TCE.....	67
3.10 Entente globale de modulation.....	70
3.11 Suivis des activités d'approvisionnement de court terme et de l'entente globale cadre.....	76
3.12 Contribution de l'énergie éolienne.....	76
3.13 Autoproduction.....	77
3.14 Attributs environnementaux.....	78
3.15 Coûts de transport.....	80
3.16 Plan des ressources du Distributeur.....	81
3.17 Moyens de production d'énergie et planification intégrée des ressources.....	83
4. Gestion des risques.....	84
5. Information relative aux coûts des approvisionnements.....	86
6. Adoption du plan d'approvisionnement du réseau intégré.....	87

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	89
1. Prévision des besoins en électricité	89
1.1 Besoins en énergie et en puissance	89
1.2 Pertes	91
1.3 Utilisation efficace de l'énergie et efficacité énergétique	92
2. Critère de planification des équipements	95
3. Moyens pour répondre aux besoins	96
3.1 Îles-de-la-Madeleine	99
3.2 Schefferville	100
3.3 Haute-Mauricie	101
3.4 Conclusion	102
4. Coûts des approvisionnements	103
5. Adoption du plan d'approvisionnement des réseaux autonomes	104
DISPOSITIF	104

INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} novembre 2010, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) a déposé une demande à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*², en vue de l'approbation de son plan d'approvisionnement 2011-2020 (le Plan).

[2] Dix intervenants ont participé à l'étude du Plan, notamment lors de l'audience publique orale qui s'est déroulée entre le 31 mai et le 21 juin 2011. En cours d'examen du dossier, la Régie a rendu les six décisions suivantes : D-2010-146, D-2011-011, D-2011-029, D-2011-064, D-2011-071 ainsi qu'une décision rendue lors de l'audience³. Le dossier a été pris en délibéré le 4 juillet 2011.

[3] Dans la présente décision, la Régie statue sur la demande d'approbation du Plan du Distributeur. Elle procède à son examen en deux parties. La première porte sur les approvisionnements du réseau intégré⁴ et la seconde sur les approvisionnements des réseaux autonomes⁵.

PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

1. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

[4] La prévision de la demande en énergie et en puissance présentée dans le Plan repose sur l'information disponible au mois d'août 2010⁶. Elle comprend trois scénarios, soit les scénarios faible, moyen et fort⁷. L'analyse de la prévision de la demande en

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² (2001) 133 G.O. II, 6038.

³ Pièce A-0038, pages 10 à 13.

⁴ Approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients desservis par le réseau de transport d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur).

⁵ Approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients non reliés au réseau de transport du Transporteur.

⁶ Pièce B-0004, page 10.

⁷ Voir la pièce B-0005, pages 85 à 89 pour les scénarios d'encadrement.

énergie et en puissance sur l'horizon 2011-2020 que présente le Distributeur tient compte du scénario moyen, des différents aléas ainsi que des stratégies envisagées advenant des scénarios fort ou faible⁸.

1.1 SCÉNARIO MOYEN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[5] Le Distributeur prévoit que les ventes croîtront de 12,6 TWh entre 2010 et 2020, équivalant à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %. Il s'agit d'un net ralentissement comparativement à la croissance de 18,5 TWh observée sur la période 2000-2010, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %. Le Distributeur explique cette situation principalement par l'évolution de la démographie au Québec, une croissance économique plus faible et le déploiement de mesures en efficacité énergétique⁹.

Tableau 1
Prévision des ventes régulières au Québec
(en TWh)

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-20 tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	67,9	68,3	68,9	6,0	0,9 %
Commercial et institutionnel	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	35,6	35,7	36,0	1,2	0,3 %
Industriel PME	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,0	-0,8	-0,9 %
Industriel grandes entreprises	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,3	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0 %
Alumineries	25,9	25,6	23,2	23,1	24,0	27,8	30,3	30,6	30,6	30,6	30,6	4,8	1,7 %
Pâtes et papiers	14,7	13,1	12,9	12,7	12,6	12,4	11,7	11,4	11,3	11,1	10,7	-4,0	-3,1 %
Autres	19,5	19,7	21,6	22,8	23,8	24,3	24,6	24,9	24,9	24,9	24,7	5,2	2,4 %
Autres	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	0,2	0,4 %
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7 %

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

Source : Pièce B-0005, page 62

⁸ Pièce B-0023, pages 19 et 20.

⁹ Pièce B-0004, pages 14 et 15.

la prévision de la demande, ce qui a eu pour effet d'accroître les surplus énergétiques réels et prévus, à la fois en volume et en durée²⁰⁰ ».

[223] La Régie remarque également que le Plan du Distributeur prévoit l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, de même que le recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario²⁰¹.

[224] Ces constats démontrent l'importance que le Distributeur doit accorder à ses efforts pour stimuler le marché de court terme, surtout lorsqu'il est en mode vente.

[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.**

3.9 MODULATION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

[226] Afin de combler des besoins en énergie et en puissance en hiver sans toutefois contribuer aux surplus en période estivale, le Distributeur présente une stratégie de modulation des livraisons de la centrale de TCE à Bécancour. Cette stratégie prévoit des livraisons hivernales à partir de l'hiver 2014-2015²⁰².

[227] Questionné par l'UC au sujet de la possibilité que cette centrale, advenant une entente de modulation avec TCE, fournisse de l'énergie toute l'année en cas de besoin du Distributeur, ce dernier indique que :

« Même si le Distributeur et TCE conviennent d'une suspension (arrêt pour une période d'un an) ou d'une entente de modulation (arrêt pour une période moindre qu'un an) de la production de la centrale de TCE, le Distributeur entend

²⁰⁰ Pièce B-0004, page 9.

²⁰¹ Pièce B-0004, pages 42 et 47 à 49.

²⁰² Pièce B-0039, page 16.

conserver le plein potentiel de production de la centrale pour combler ses besoins en énergie lorsque requis²⁰³. »

[228] La Régie a demandé au Distributeur s'il avait l'intention de discuter de la possibilité de partager la production de la centrale de TCE avec le Producteur ou toute autre partie intéressée. Le Distributeur a indiqué qu'aucune discussion de ce type n'avait eu lieu entre le Producteur et lui. Il a toutefois démontré de l'ouverture à entreprendre de telles discussions²⁰⁴.

[229] En ce qui a trait aux caractéristiques, coûts et options alternatives associés à une entente de modulation, le Distributeur mentionne que ses discussions avec TCE sont très embryonnaires et qu'il lui est, par conséquent, impossible de procéder à des analyses comparatives de coûts et d'identifier le mode optimal d'utilisation de cette centrale. Il entend en arriver à une entente avec TCE afin d'être en mesure de compter sur des livraisons hivernales de la centrale de Bécancour pour l'hiver 2014-2015²⁰⁵.

[230] L'UC recommande à la Régie de ne pas approuver, pour le moment, la stratégie de modulation de TCE, faute de renseignements pertinents sur les coûts supplémentaires et les options alternatives pouvant réduire les coûts d'utilisation de la centrale²⁰⁶. L'intervenante formule aussi les demandes suivantes à la Régie :

« UC demande à la Régie d'indiquer au Distributeur :

- qu'il ne doit pas attendre en 2015 "pour régler le problème de TCE";*
- que sa position selon laquelle il "entend conserver le plein potentiel de production de la centrale" est irréaliste et ne peut que s'avérer très coûteuse pour les consommateurs.*

UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur :

- de prendre action immédiatement afin d'analyser toutes les solutions possibles et leurs coûts et entre autres;*
- de faire les démarches requises afin de tenter de trouver une contre partie en association et/ou d'écouler l'énergie par vente de long terme ferme sur 6-8 mois de l'année pour plusieurs et ce sans délai;*

²⁰³ Pièce B-0060, page 7.

²⁰⁴ Pièce B-0023, page 28; pièce A-0049, page 73.

²⁰⁵ Pièce B-0023, page 27; pièce A-0040, page 211.

²⁰⁶ Pièce C-UC-0017, page 9.

- *d'obtenir tel que mentionné en audiences la position du Producteur relativement à l'utilisation possible, entre autre en remplacement des centrales Gentilly et/ou Tracy, de la Production de TCE à court terme et à plus long terme et de faire rapport sur le résultat de ces discussions dans un délai rapproché;*
- *d'entreprendre les démarches nécessaires pour trouver une contre partie pour le partage de la production de TCE;*
- *d'entreprendre les démarches nécessaires pour procéder à des ventes de long terme sur les marchés voisins;*
- *de comparer par la suite ces solutions à celle de l'arrêt de la centrale de TCE, sur 6-8 mois par année à l'aide d'une analyse de coûts et bénéfices²⁰⁷; »*

[231] Pour sa part, S.É./AQLPA recommande à la Régie d'approuver la démarche du Distributeur visant à tenter de négocier avec TCE la modulation des livraisons de sa centrale de Bécancour. L'intervenant insiste toutefois sur le fait que cette entente devrait offrir au Distributeur toute la flexibilité requise afin de lui permettre de varier ses livraisons selon ses besoins et de lui éviter d'avoir à revendre les volumes ainsi achetés ou à négocier de nouveau la suspension de ces livraisons modulées. Il recommande finalement à la Régie d'ordonner au Distributeur d'interroger formellement le Producteur quant à son intérêt pour acquérir la part inutilisée du contrat original entre le Distributeur et TCE et d'en rendre compte à la Régie²⁰⁸.

[232] Vu le caractère embryonnaire des discussions entre le Distributeur et TCE, la Régie comprend que les caractéristiques et les coûts d'une éventuelle entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE ne peuvent être examinés dans le cadre du présent Plan. Elle comprend également que, dans le cas où le projet d'entente avec TCE s'avérerait impossible, le Distributeur s'en remettra, entre autres, aux conventions d'énergie différée et aux transactions de court terme, afin d'assurer l'équilibre des bilans en énergie et en puissance²⁰⁹.

[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 d'arrêts-départs par an, formules ou références des prix de la puissance et

²⁰⁷ Pièce C-UC-0034, pages 17 et 18.

²⁰⁸ Pièce C-SÉ-AQLPA-0035, pages 23 et 24.

²⁰⁹ Pièce B-0023, page 26.

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.

[234] Par ailleurs, la Régie est préoccupée par les coûts assumés par tous les consommateurs pour maintenir cette centrale fermée ou partiellement fermée. Elle demande donc au Distributeur d'entreprendre des discussions avec les entités susceptibles de trouver un intérêt à partager la production de la centrale de Bécancour et d'en faire rapport au plus tard dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.

3.10 ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

[235] Le Distributeur prévoit, dans son Plan, remplacer l'entente d'intégration éolienne par une EGM qui aurait une portée beaucoup plus large²¹⁰. Cette entente, qu'il négocie avec le Producteur, comprendrait les quatre services suivants :

- des services complémentaires supplémentaires pour couvrir les dépassements des niveaux de prestation inscrits dans l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial;
- un service de puissance complémentaire de l'ordre de 15 % de la puissance éolienne installée, auquel aurait accès le Distributeur afin de raffermir les livraisons d'énergie en hiver;
- un service de modulation. Pour rendre ce service, le Producteur prendrait livraison de l'énergie associée à certains contrats postpatrimoniaux, notamment les contrats éoliens, de biomasse et des petites centrales hydrauliques, et retournerait l'énergie ainsi emmagasinée (principalement en été) au Distributeur au moment où ce dernier en aurait besoin afin de répondre à la demande (principalement en hiver);
- le rachat, par le Producteur, d'un éventuel solde positif du compte en fin d'année²¹¹.

[236] Le Distributeur explique que si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, il devrait effectuer un nombre accru de transactions sur les marchés

²¹⁰ Pièce B-0042, page 57.

²¹¹ Pièce A-0040, pages 18 à 23.

de court terme et la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Il devrait également conclure des ententes séparées pour acquérir des services complémentaires et la puissance complémentaire²¹².

[237] Plusieurs intervenants, notamment EBM, la FCEI, le RNCREQ et l'UC, questionnent la pertinence d'une telle entente pour le Distributeur.

[238] Le RNCREQ soutient qu'il est essentiel de remettre en question le besoin d'une EGM, du moins sur le plan purement technique d'alimentation de la charge, puisque l'entente ne touche qu'une très faible proportion des besoins en énergie et en puissance du Distributeur, qui pourraient être comblés autrement. Il ajoute qu'il n'y a aucune évaluation des bénéfices que pourrait procurer cette entente par rapport à une alternative pour chacun des services qui la composent²¹³.

[239] EBM est d'avis que cette entente pourrait être scindée en trois composantes séparées, soit la renégociation de l'entente d'intégration éolienne, un appel d'offres en puissance (représentant de 15 à 25 % des 4 000 MW de capacité de production éolienne anticipée) et des transactions d'achats et de ventes de court terme. Selon cette intervenante, en adoptant une telle stratégie, plutôt qu'une EGM avec un seul fournisseur, le Distributeur s'assurerait de la participation d'un plus grand nombre de fournisseurs, ce qui serait à l'avantage de sa clientèle. Elle soumet que le Distributeur est tenu de procéder par appel d'offres pour l'obtention du service de puissance complémentaire inclus dans l'EGM²¹⁴.

[240] La FCEI abonde dans le même sens en soutenant que les services de puissance complémentaire, de modulation et de gestion du solde annuel constituent des nouveaux achats de long terme qui doivent faire l'objet d'un appel d'offres²¹⁵.

[241] Le Distributeur répond à ces arguments en indiquant que :

« Le Distributeur rappelle qu'avec l'EGM, il entend se doter d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroîtra grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement. L'EGM permet d'optimiser les

²¹² Pièce B-0039, page 37.

²¹³ Pièce C-RNCREQ-0024, pages 14 et 15.

²¹⁴ Pièce C-EBM-0016, pages 9, 10 et 12.

²¹⁵ Pièce C-FCEI-0013, pages 15 et 16.

approvisionnement postpatrimoniaux dont il dispose déjà afin de lui permettre de gérer adéquatement la situation de surplus énergétique dans laquelle il se retrouve. Le service de puissance complémentaire qui y est associé servira à raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période d'hiver, lesquelles pourraient provenir de n'importe quel mois de l'année, notamment des mois qui présenteront des surplus. Le service de puissance complémentaire est donc étroitement lié au service de modulation.

L'interprétation d'EBM et de la FCEI est erronée et conduit à des résultats qui sont incompatibles avec l'économie générale de la LRÉ. L'article 74.1 oblige effectivement le Distributeur à procéder par appels d'offres lorsqu'il doit se procurer de nouveaux approvisionnements. L'EGM n'est toutefois pas un nouvel approvisionnement mais un moyen d'optimiser les approvisionnements existants. On ne peut interpréter cette disposition de telle sorte qu'elle oblige le Distributeur à procéder à un nouvel appel d'offres alors qu'il est en mesure d'optimiser les moyens qui sont à sa disposition. Il s'agirait là d'un résultat aberrant puisqu'il pourrait conduire le Distributeur à procéder à des appels d'offres alors qu'il existe des solutions moins coûteuses²¹⁶. »

[242] Lors de l'audience, les débats ont amené le Distributeur à élaborer davantage sur les formules de prix, les bases ou références de prix et les caractéristiques envisagées de l'entente recherchée. Le Distributeur mentionne que la base de référence pour les prix des services complémentaires supplémentaires serait les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*. Le prix de la puissance complémentaire, qui ne serait fournie qu'en hiver, serait basé sur un indice de marché de type UCAP. Il indique également que les analyses économiques au soutien d'une éventuelle entente seraient basées sur une comparaison des coûts encourus avec l'entente envisagée et sans celle-ci. Il indique que, dans ce dernier cas, il y aurait un nombre important de transactions d'achats et de ventes ainsi que des quantités importantes d'électricité patrimoniale inutilisée²¹⁷.

[243] Advenant le cas d'un solde positif en fin d'année, le Distributeur envisage la revente de ce solde au Producteur à un prix qui serait avantageux par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché. Il ajoute, lors de l'audience, que les coûts associés à l'EGM n'entraîneront pas de coûts supplémentaires à ceux présentés au tableau R-22.1²¹⁸.

²¹⁶ Pièce B-0084, page 4.

²¹⁷ Pièce A-0040, pages 19 et 20; pièce B-0054, pages 17 et 18.

²¹⁸ Tableau présentant les coûts des approvisionnements associés aux moyens de gestion existants, présenté à la pièce B-0060, page 12; pièce B-0060, page 15; pièce A-0042, page 36.

[244] EBM émet les réserves suivantes quant aux coûts associés à l'EGM :

« À la lumière de la réponse aux engagements 4 et 5 (HQD-7, document 2), nous comprenons que le prix de revente considéré est le marché de New York ("NY") à la zone M-5S et que le Distributeur est prêt à vendre son énergie au Producteur sur cette base sans même tenter d'avoir mieux;

En ce qui a trait à la puissance, selon la réponse à l'engagement 7 (HQT-7, document 3), nous comprenons également que le Distributeur est prêt à payer le prix plancher de 2\$ au Producteur pour la puissance alors qu'il peut l'acheter à moins que ce montant sur les marchés de court terme. Il y a de plus, selon nous, la démonstration que l'établissement d'un prix plancher de 2\$ n'était pas judicieux puisque le marché de la puissance dans l'État de NY accessible pour Hydro-Québec est inférieur à ce prix plancher;

Nous soumettons que proposer de simplement se substituer à ces coûts ne représente pas une véritable tentative de la part du Distributeur d'optimiser son portefeuille d'approvisionnement²¹⁹. »

[245] L'UC soumet qu'il lui est impossible de recommander à la Régie d'accepter l'EGM, puisque les coûts totaux qui en découleront ne sont pas connus. Elle précise, entre autres, que le coût des services complémentaires n'a pas été fourni.

[246] Par ailleurs, l'UC soumet que la méthodologie de fixation de la valeur d'un solde positif du compte en fin d'année, basée sur le prix que le Distributeur peut obtenir lors de la revente de court terme sur le marché de New York à la zone M, n'est pas acceptable. Selon l'intervenante, le prix de rachat d'un solde par le Producteur devrait être neutre pour le Distributeur, c'est-à-dire établi sur le coût moyen des approvisionnements visés par l'EGM. Considérant que la majorité des approvisionnements a été imposée au Distributeur par décret du gouvernement, l'actionnaire d'Hydro-Québec, et que ces approvisionnements ne répondent pas au profil des besoins et causent des surplus, l'UC conclut qu'il revient à Hydro-Québec et à son actionnaire d'en assumer les coûts.

[247] Enfin, l'UC recommande que l'entente soit multi-annuelle²²⁰.

²¹⁹ Pièce C-EBM-0016, page 8.

²²⁰ Pièce C-UC-0034, pages 21, 22 et 24.

[248] La Régie est d'avis qu'une EGM présenterait plusieurs aspects intéressants dont :

- la minimisation des quantités patrimoniales inutilisées;
- l'optimisation des approvisionnements postpatrimoniaux;
- la gestion plus facile grâce à un outil regroupant plusieurs services;
- l'évitement de frais de courtage découlant de la diminution du nombre de transactions de court terme et du rachat du solde annuel par le Producteur.

[249] Elle note qu'à défaut de conclure une telle entente, le Distributeur indique qu'il devrait s'en remettre aux autres moyens usuels, notamment le recours aux marchés de court terme.

[250] La Régie estime que l'EGM envisagée doit être avantageuse économiquement pour le Distributeur et sa clientèle, en permettant de réduire les coûts associés aux moyens autrement utilisés pour équilibrer ses bilans. Elle juge importante la référence aux prix de marché afin de favoriser un prix raisonnable pour les consommateurs. La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de faire la démonstration que cette entente sera avantageuse en comparaison avec les moyens actuellement utilisés, notamment le recours aux marchés de court terme et une utilisation non optimale de l'énergie patrimoniale.

[251] La Régie prend note de la position d'EBM et de la FCEI selon laquelle l'acquisition de puissance complémentaire de 15 % de la puissance installée des parcs éoliens, au-delà de la contribution en puissance de 30 % des contrats éoliens, doit, en vertu de la Loi, faire l'objet d'un appel d'offres.

[252] Elle note la position du Distributeur selon laquelle l'EGM ne constitue pas un nouvel approvisionnement et n'est donc pas assujéti à la procédure d'appel d'offres prévu à l'article 74.1 de la Loi. Il soumet qu'il s'agit d'un moyen de gestion opérationnelle pour accroître la flexibilité de son portefeuille et que ce moyen permettrait d'optimiser les approvisionnements postpatrimoniaux. Le Distributeur invoque également le fait que les contraintes d'équilibrage sont les mêmes que celles visées par l'entente d'intégration éolienne et que seul le Producteur peut agir comme fournisseur d'un tel service de modulation. Par ailleurs, le service de puissance complémentaire servirait à raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période d'hiver, lesquelles peuvent provenir

de n'importe quel autre mois de l'année. Le Distributeur mentionne qu'en ce sens, il est donc étroitement lié au service de modulation²²¹.

[253] Lors de l'audience, le Distributeur a confirmé que la puissance complémentaire serait fournie par le Producteur. Il soutient que celle-ci ne constitue pas un nouvel approvisionnement, mais une garantie de puissance associée aux approvisionnements éoliens qui seraient transférés de l'été à l'hiver. Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il n'y a pas de solution alternative à la puissance complémentaire telle qu'elle existe dans l'EGM. Il mentionne qu'il pourrait acheter de la puissance sur le marché, au besoin accompagnée d'énergie, mais qu'il ne s'agirait pas du même produit que la puissance complémentaire offerte par l'EGM²²².

[254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW²²³ et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doive nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres.

[255] En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie ne peut retenir l'argument du Distributeur selon lequel ce service ne serait pas visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi.

[256] Sous réserve de ce qui précède et des caractéristiques finales de l'EGM à être étudiées dans le cadre du dossier R-3775-2011, la Régie est satisfaite des caractéristiques présentées par le Distributeur et des bases envisagées pour le calcul des coûts qui y sont associés.

²²¹ Pièce B-0084, page 4; pièce B-0042, page 57.

²²² Pièce A-0042, pages 212 et 213; pièce A-0044, pages 214 et 215.

²²³ Pièce B-0023, page 22.