

**COMPLÉMENTS DE RÉPONSES
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE UC
(RÉSEAU INTÉGRÉ)**

UTILISATION DU CONTRAT EN BASE DE 350 MW

6. Référence : (i) HQD-1, Document 1, pages 32 à 33.

Demandes :

6.1.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la transaction de vente avec le Producteur mentionnée à la référence (i) est la même que les « transactions financières avec le Producteur » en 2010 et 2011 présentées par le Distributeur dans le dossier tarifaire R-3740-2010.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

6.1.2 La transaction de vente avec le Producteur a-t-elle été approuvée par la Régie?

Réponse :

Non, la vente de surplus d'électricité par le Distributeur ne requiert aucune approbation, comme l'a confirmé la Régie dans la décision D-2010-109 (paragraphe 40-41).

6.2.1 Veuillez fournir les coûts des approvisionnements nets des revenus de la revente des surplus pour les deux scénarios suivants:

- 1) transaction de vente avec le Producteur mentionnée à la référence (i) du présent dossier et;
- 2) sans transaction « financière » avec le Producteur, en différant l'énergie sur la période 2010-2011.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

Complément(s) demandé(s) : fournir les hypothèses sous-jacentes à la réponse (D-2011-064, par. 55)

Complément de réponse :

Même si les gains associés aux reports et aux rappels d'énergie ont été démontrés dans le cadre des dossiers d'approbation des conventions

d'énergie différée, la décision de cesser de différer l'énergie des contrats en base et cyclable ne relève pas d'une logique économique, mais d'une obligation contractuelle.

Le scénario sans transaction de vente suppose que l'ensemble de l'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée peut être rappelée avant la fin des conventions. Cependant, compte tenu du niveau actuel des besoins à approvisionner et des moyens dont il dispose, le Distributeur prévoit ne plus être en mesure de rappeler toute l'énergie qu'il souhaiterait différer. Dans ce contexte, toute quantité d'énergie ajoutée au compte d'énergie différée devra être revendue sur les marchés. Le Distributeur rappelle que, conformément à l'esprit des conventions, l'objectif est de gérer l'équilibre offre-demande et non de spéculer sur les conditions de marché.

Les coûts afférents aux transactions de vente avec le Producteur ont été présentés dans le cadre du dossier tarifaire 2011-2012 (HQD-5, document 1 de R-3740-2010). Ainsi, le Distributeur évaluait que ces transactions entraînaient, par rapport à un scénario de revente, un gain de 22 M\$ en 2010 et de 21 M\$ en 2011.

De plus, le Distributeur signale que s'il n'avait pas pris de mesures pour gérer le solde du compte d'énergie différée, il se serait placé en défaut par rapport à son fournisseur, s'exposant à une situation devant laquelle ce dernier aurait pu demander à mettre fin aux conventions d'énergie différée.

SUSPENSION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 32, lignes 1 à 3 :

« Compte tenu de la situation énergétique, la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TCE est maintenue jusqu'en décembre 2016 inclusivement, et ce, strictement à des fins de planification. »

(ii) Dossier R-3704-2009, HQD-1, Document 1, page 20 (Analyse économique).

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer ce que le Distributeur veut indiquer par l'usage de l'expression « *strictement à des fins de planification* » utilisée à la référence (i).

Réponse :

Dans le cadre de son Plan, le Distributeur planifie utiliser l'ensemble des moyens à sa disposition de manière à assurer l'équilibre des bilans en énergie et en puissance, selon les besoins prévus.

Concernant l'utilisation de la centrale de TCE, le Distributeur utilise l'expression citée par l'intervenant pour signifier que le scénario illustré dans le présent plan d'approvisionnement n'est pas définitif. Il pourrait changer selon l'évolution des besoins et du portefeuille de moyens dont dispose le Distributeur.

D'autre part, le Distributeur rappelle que la suspension de la centrale de TCE doit faire, année après année, l'objet d'une demande en ce sens auprès de la Régie.

8.2 Veuillez justifier la rentabilité de la suspension des livraisons de TCE jusqu'en 2016 inclusivement.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

Complément de réponse :

Tel qu'indiqué en réponse à la question 8.1 de UC, c'est uniquement à des fins de planification que le Distributeur inscrit à son bilan la suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'en 2016.

Les futures décisions de la suspension effective, ou non, des livraisons de la centrale de TCE reposeront, comme il a toujours été fait jusqu'à maintenant, sur une analyse économique comparative entre deux options : la suspension des livraisons de la centrale de TCE et la revente des surplus sur les marchés de court terme. À chaque année où une décision de suspendre ou non devra être engagée et transmise à TCE, toutes les démonstrations à faire dans le cadre des analyses économiques comparatives seront produites et soumises à l'approbation de la Régie, au plus tard au cours du mois de juin de l'année précédant celle visée par la suspension.

À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-8.2 une estimation sommaire du gain associé à la suspension des livraisons de la centrale de TCE par rapport à un scénario de revente sur la période 2012-2016.

Les coûts de 2012 à 2016 sont établis en considérant les prix et les paramètres en date du 11 mai 2011. Le « coût direct de la suspension » est basé sur la valeur de l'année 2011, telle que présentée dans le dossier R-3734-2010, indexée au prix du gaz naturel. La méthode d'estimation est la même que celle utilisée par le Distributeur dans le cadre des dossiers de suspension des livraisons de la centrale de TCE, telle que présentée pour l'année historique et l'année en cours. Elle consiste à comparer, sur la base du différentiel entre le prix du gaz naturel et du prix de l'électricité, les coûts associés à la suspension (direct et énergie) par rapport au coût de la revente des surplus.

TABLEAU R-8.2
COÛTS DIRECTS DE LA SUSPENSION DE LA CENTRALE DE TCE ET SCÉNARIO DE RENVENTE –
ANNÉES 2012 À 2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Coût direct de la suspension (en M\$)	56,6	57,7	59,9	62,2	64,4
Coût de la revente d'énergie (en M\$)	88,6	96,1	96,4	96,1	95,9
Écart entre le prix de revente et le coût du contrat de TCE (en \$ / MWh)	20,60	22,34	22,43	22,36	22,30
Énergie de TCE (en TWh)	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Gain ou (perte) de la suspension de TCE par rapport au scénario de revente (en M\$)	32,0	38,4	36,5	33,9	31,6

8.3 Veuillez fournir les analyses économiques des années 2011 à 2016 similaires à celle de l'année 2010 qui a été présentée par le Distributeur au dossier R-3704-2009 [référence (ii)], en relation avec la suspension de TCE pour l'année 2010.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

Complément(s) demandé(s) : les analyses n'ont pas à être aussi détaillées que celles présentées dans le cadre des dossiers spécifiques annuels des demandes d'approbation de la suspension. (D-2011-064, par. 61)

Complément de réponse :

Les coûts de l'année 2011 ont été présentés dans le cadre du dossier R-3734-2010. Les coûts de 2012 à 2016 sont présentés au tableau R-8.2, en réponse à la question 8.2.

MODULATION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 42, lignes 5 à 13.

Préambule

Le Distributeur indique à la référence (i) que des discussions se poursuivront avec TCE en vue d'une modulation des livraisons de la centrale de TCE. Il y indique également que, dans le cas où les discussions avec TCE ne permettraient pas de conclure une entente, il envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance.

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si la modulation des livraisons de la centrale de TCE nécessite ou non des modifications physiques de cette centrale.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

9.2 La centrale de TCE peut-elle fournir de l'énergie à l'année longue après l'éventuelle entente entre le Distributeur et TCE relativement à sa modulation?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

Complément de réponse :

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

(...)

**DISPONIBILITÉ DES 400 MW ADDITIONNELS DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE
DIFFÉRÉE**

Référence : (i) HQD-1, Document 1, pages 42 à 43.
(ii) HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-2.

Préambule

La référence (i) indique que la disponibilité d'un bloc de 400 MW demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédant la pointe hivernale. La référence (ii) indique que le Plan envisage l'utilisation de ce bloc de 400 MW à partir de 2011-2012 et que malgré cette utilisation, le Distributeur devrait faire appel aux marchés de court terme pour d'importantes quantités de puissance.

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer s'il serait possible et plus économique pour le Distributeur et plus respectueux de l'environnement de renégocier avec le Producteur afin d'obtenir une garantie pour la totalité des 800 MW au-delà des 600 MW des contrats originaux. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Les conventions d'énergie différée ont été négociées et signées, en 2010, à la satisfaction des deux parties et ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2010-099.

Voir aussi la réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1 et la réponse à la question 5.1 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 4.

Complément de réponse :

Lors des négociations ayant menées aux conventions d'énergie différée signées en 2010, le Distributeur aurait souhaité obtenir une garantie pour les 800 MW rappelés. Toutefois, le Producteur ne désirait pas s'engager à offrir une telle garantie sur la durée des conventions. Les ententes conclues reflètent donc les modalités qui permettaient et permettent toujours de satisfaire les deux parties impliquées.

(...)

**STRATÉGIE RETENUE PAR LE DISTRIBUTEUR ET DÉMONSTRATIONS EXIGÉES
PAR LA RÉGIE**

Référence : (i) HQD-1, Document 2, Annexe 1A, page 15, paragraphe 32
(ii) D-2011-011, page 11 :

« [41] Dans la décision procédurale D-2008-002 relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie a statué qu'en conformité avec le Guide de dépôt, la minimisation des coûts des stratégies d'approvisionnement faisait partie des sujets d'intérêt dans l'analyse du plan d'approvisionnement. En effet, pour le réseau intégré, le Distributeur doit, selon le Guide de dépôt :

« 31. *Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.* » (nous soulignons).

(iii) D-2011-011, page 12 :

« [44] En ce qui a trait aux plans d'approvisionnement, l'article 74.1 de la Loi prévoit que la procédure d'appel d'offres favorise l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées. Dans cet esprit, la stratégie d'approvisionnement retenue en amont du lancement d'appels d'offres doit être celle permettant de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts. Quant à la question des risques, l'article 72 de la Loi stipule que le plan d'approvisionnement doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement.

[45] La Régie n'exclut donc pas la question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement dans le cadre du présent dossier. Ces coûts, sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, sont pertinents à l'analyse de ces stratégies avec un niveau de précision adapté à ces horizons. Dans cette perspective de long terme, la notion des risques reliés à ces approvisionnements fait aussi partie des enjeux. » (nous soulignons).

Demandes :

22.1 Veuillez « *démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.* », conformément au Guide de dépôt et à la décision D-2011-011.

Réponse :

Le plan d'approvisionnement présente la stratégie que le Distributeur entend mettre de l'avant afin d'équilibrer l'offre et la demande prévues sur un horizon de dix ans en fonction d'un scénario déterministe, ainsi que « les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour

satisfaire les besoins des marchés québécois » (article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*).

Comme il apparaît à la lecture du Plan, le Distributeur vise à obtenir le maximum de flexibilité de son portefeuille des approvisionnements existants (conventions d'énergie différée, transactions de vente avec le Producteur concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées, modulation des livraisons de la centrale de TCE) avant de contracter de nouvelles sources d'approvisionnements. De plus, compte tenu des risques et de son contexte d'affaires, la stratégie que le Distributeur entend poursuivre démontre qu'il déploie des efforts importants pour trouver des solutions avantageuses afin de faire face à la saisonnalité des approvisionnements additionnels requis ainsi qu'aux aléas. L'entente globale de modulation qui est en négociation avec le Producteur en est un exemple. Cette flexibilité permettra au Distributeur de prendre les meilleures décisions en fonction du contexte réel de l'offre et de la demande plutôt que d'engager des moyens plusieurs années à l'avance. En ce sens, le Distributeur se donne les moyens pour s'assurer qu'il minimise les coûts d'approvisionnements à chaque année de l'horizon du Plan, tout en tenant compte des risques liés aux approvisionnements qui doivent s'avérer suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle.

Le Distributeur rappelle également que les activités relatives à l'approvisionnement sont suffisamment encadrées pour garantir que les moyens qui seront déployés au cours des prochaines années minimiseront les coûts. La procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de long terme ainsi que les démonstrations déposées à la Régie lors des demandes d'approbation des contrats, qui garantissent la sélection des approvisionnements au plus bas prix possible, en sont des exemples. Parmi les autres moyens dont dispose la Régie, on retrouve notamment les demandes d'approbation d'ententes présentées à la Régie aux moments opportuns qui sont assorties des analyses économiques démontrant leur rentabilité, les différents suivis déposés à la Régie et, bien entendu, l'examen détaillé, année après année, des coûts d'approvisionnements dans le cadre des dossiers tarifaires qui inclut une justification des principales décisions prises par le Distributeur en ce qui a trait à l'utilisation des moyens de gestion à sa disposition. C'est donc l'ensemble de ce processus d'examen, qui débute avec le dépôt du plan d'approvisionnement, qui assure aux clients du Distributeur que les coûts d'approvisionnements sont minimisés.

Complément de réponse :

Le plan d'approvisionnement est un outil de planification par lequel le Distributeur présente la stratégie qu'il entend déployer pour assurer, l'équilibre du bilan en énergie et du bilan en puissance sur un horizon de long terme. La démonstration de la minimisation des coûts se fait lors du déploiement de la stratégie présentée dans le plan d'approvisionnement.

Le présent plan d'approvisionnement fait la démonstration de la suffisance et de la fiabilité des moyens existants et identifie des nouveaux moyens (i.e. modulation des livraisons de la centrale de TCE et entente globale de modulation).

La démonstration de la minimisation des coûts des nouveaux moyens ne peut se faire dans le cadre du présent dossier puisque les détails ne sont pas définitifs ou connus. D'une part, les négociations concernant l'entente globale de modulation n'étant pas complétées, des paramètres concernant les coûts sont toujours en négociation et demeurent donc incertains. D'autre part, concernant la modulation des livraisons de la centrale de TCE à partir de 2015, le Distributeur entamera des discussions au moment opportun.

Pour le reste, le Distributeur réitère que tous les contrats et ententes convenus par lui, avec quelque partie que ce soit, ont été conclus sur la base de la minimisation des coûts d'approvisionnement. Toutes les démonstrations à cet effet ont été soumises à l'approbation de la Régie. Toutes les démonstrations à faire, dans le cadre d'ententes à venir ou de contrats à signer, seront soumises à l'approbation de la Régie dès qu'elles seront complétées.

Le Distributeur fournira donc davantage d'informations relativement aux coûts des autres nouveaux moyens envisagés, lorsque les ententes seront convenues.

Néanmoins, le Distributeur présente au tableau R-22.1 les coûts d'approvisionnement associés aux moyens de gestion existants.

Le Distributeur souligne que les décisions de gestion sont prises sur la base des paramètres économiques ainsi que du contexte économique et énergétique qui prévalent au moment de l'évaluation des options qui sont disponibles.

**TABLEAU R-22.1
COÛTS D'APPROVISIONNEMENT ASSOCIÉS AUX MOYENS DE GESTION EXISTANTS**

Coûts d'approvisionnements										
Forward NYMEX 11 mai 2011	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<u>Électricité patrimoniale</u>										
Approvisionnement patrimonial										
Quantité (TWh)	178,6	178,6	178,8	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Prix (\$/MWh)	25,74	25,74	25,74	27,58	29,43	31,27	33,12	34,96	35,66	36,38
Coûts (M\$)	4 597,8	4 598,1	4 601,2	4 932,9	5 263,5	5 593,5	5 923,5	6 253,5	6 378,6	6 506,1
<u>Approvisionnements postpatrimoniaux</u>										
Approvisionnements de long terme										
Quantité (TWh)	5,8	6,9	9,2	11,3	13,7	15,5	18,8	18,9	19,0	19,1
Prix (\$/MWh)	95,14	98,31	100,13	105,71	107,00	108,03	97,10	98,79	100,01	101,85
Coûts (M\$)	549,1	676,5	920,8	1 192,3	1 462,2	1 672,2	1 828,6	1 871,1	1 900,1	1 941,9
Approvisionnements de court terme										
Achats d'énergie										
Quantité (TWh)	0,4	0,8	0,9	0,9	1,6	2,5	1,7	1,9	2,1	2,1
Prix (\$/MWh)	48,30	48,66	49,74	52,71	55,86	58,62	61,03	63,42	65,76	67,91
Coûts (M\$)	19,4	41,2	42,3	46,9	87,1	144,5	103,7	122,5	137,4	145,9
Revente d'énergie										
Quantité (TWh)	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,0)	(0,2)	(2,3)	(2,1)	(2,0)	(1,7)
Prix (\$/MWh)	27,99	26,39	27,40	30,21	33,20	35,84	38,11	40,38	42,59	52,11
Coûts (M\$)	(0,0)	(19,9)	(61,7)	(87,3)	(34,8)	(7,6)	(87,8)	(86,1)	(85,8)	(90,9)
Achat de puissance (M\$)										
Coûts (M\$)	7,9	18,4	22,3	34,6	60,6	95,3	92,3	102,6	111,2	116,6
SOUS-TOTAL - APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX										
Quantité (TWh)	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5
Prix (\$/MWh)	93,38	102,68	118,53	127,85	111,10	107,40	106,26	107,27	108,15	108,54
Coûts (M\$)	576,4	716,1	923,8	1 186,5	1 575,1	1 904,4	1 936,9	2 010,1	2 062,9	2 113,6
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS										
Quantité (TWh)	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3
Prix (\$/MWh)	28,00	28,63	29,61	32,53	35,43	38,14	39,88	41,82	42,65	43,46
Coûts (M\$)	5 174,1	5 314,2	5 525,0	6 119,4	6 838,6	7 497,9	7 860,4	8 263,6	8 441,5	8 619,7

22.2 Veuillez fournir dans votre démonstration tous les coûts, « sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, pertinents à l'analyse de ces stratégies avec un niveau de précision adapté à ces horizons».

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

Complément de réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

22.3 Veuillez préciser si les coûts fournis en réponse à la question précédente incluent ou non les coûts suivants, et les fournir, le cas échéant:

- Coûts fixes et variables lors d'une suspension de la production de TCE;
- Coûts fixes et variables à payer éventuellement à TCE pour obtenir des livraisons modulables de TCE;
- Prime de puissance et pertes économiques reliées aux transactions financières (ou transaction de vente) avec le Producteur;
- Coûts reliés à l'entente globale de modulation;
- Coût des contrats patrimoniaux et postpatrimoniaux;
- Pertes et/ou gains reliés à la revente d'énergie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

Complément(s) demandé(s) : à l'exclusion de la demande de fournir les coûts fixes et variables à payer en vertu d'une éventuelle entente de modulation avec TCE (2^e puce) (D-2011-064, par. 84)

Complément de réponse :

À l'exception des coûts associés aux livraisons modulables de la centrale de TCE et ceux reliés à l'entente globale de modulation, tous les coûts énumérés à la question 22.3 sont inclus dans les coûts présentés en réponse à la question 22.2. De plus, pour des raisons de confidentialité, les coûts fixes et variables de la centrale de TCE ne peuvent être dissociés des autres coûts d'approvisionnement de long terme.

22.4 Veuillez élaborer votre réponse et fournir des chiffriers EXCEL pertinents à l'analyse de votre démonstration.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

Complément de réponse :

Le Distributeur tient à rappeler que le plan d'approvisionnement est un exercice de planification des moyens d'approvisionnement du Distributeur visant à démontrer la suffisance et la fiabilité des moyens déployés.

Tel qu'énoncé en complément de réponse à la question 22.1, la minimisation des coûts associés aux moyens existants a fait l'objet de démonstrations à la Régie, alors que celles concernant les nouveaux moyens ne pourra se faire que lorsque les détails, notamment sur les coûts, seront connus et définitifs.

Le fichier Excel (HQD-05-06_Q22.4.xls) comporte l'ensemble des données du tableau fourni en complément de réponse à la question 22.1.

(...)

ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (L'ENTENTE)

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 43.
(ii) HQD-1, Document 1, pages 57 à 60.
(iii) D-2011-011, pages 14 à 15.

Préambule

La décision D-2011-011 (référence iii) stipule clairement que les caractéristiques de l'entente globale de modulation (entente) doivent être examinées dans le cadre du présent dossier.

Demandes :

24.1 Veuillez indiquer la nature des approbations ou orientations recherchées par le Distributeur dans le présent dossier relativement à l'entente.

Réponse :

Dans le cadre du plan d'approvisionnement, le Distributeur doit annoncer ses orientations en matière de stratégie d'approvisionnement. L'entente globale de modulation constitue à cet effet un élément de la stratégie à déployer pour équilibrer les besoins et les moyens à la disposition du Distributeur.

24.2 Veuillez décrire en détail les services et les caractéristiques de l'entente (quantités d'énergie et de puissance, prix et autres considérations financières, horizon de l'entente, avis et délai requis, etc.) qui sont recherchés par le Distributeur ou convenus jusqu'à date avec le Producteur.

Réponse :

Compte tenu des négociations en cours, le Distributeur a fourni les informations disponibles à la section 6 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Fournir la description des services et des caractéristiques de l'entente recherchés par le Distributeur et non ceux convenus avec le Producteur. (D-2011-064, par. 94)

Complément de réponse :

Le Distributeur fournit les indications suivantes quant aux caractéristiques de l'entente globale de modulation en négociation. Toutefois, il est possible que l'entente finale puisse contenir des dispositions non conformes à la description qui suit, puisque les discussions sont toujours en cours et qu'aucune entente n'a encore été conclue.

Les quantités d'énergie visées par l'entente globale de modulation seraient équivalentes à celles que produiront les contrats qui y seront assujettis.

En ce qui concerne les quantités de puissance complémentaire, les récentes discussions indiquent qu'elles s'établiraient à 15 % de la puissance des parcs éoliens en service commercial (pièce B-4-HQD-1, document 1, page 60, lignes 1 et 2). Même si la formule de prix s'y appliquant est toujours en négociation, le service de puissance complémentaire serait rémunéré selon un indice de prix de marché de la puissance, tel que le UCAP.

La durée envisagée pour l'entente globale de modulation serait de trois ans et l'entente prendrait effet le 1^{er} janvier 2012.

Toutefois, le Distributeur indique que les discussions en cours au sujet de l'entente globale de modulation ne réfèrent plus à l'imposition d'un solde maximal de fin d'année. De fait, la totalité du solde positif résiduel serait plutôt rachetée par le Producteur, à la fin de chaque année, à des conditions qui seraient avantageuses pour le Distributeur par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché. Les conditions de rachat seraient liées à un indice de marché.

24.3 Veuillez indiquer les moyens et stratégies alternatifs envisagés pour obtenir ces services et caractéristiques s'ils ne peuvent être obtenus par l'entente recherchée.

Réponse :

Si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, le Distributeur serait amené à effectuer un nombre accru de transactions d'achats et de reventes. En plus, la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Finalement, le Distributeur devrait conclure des ententes séparées pour obtenir des services complémentaires et pour acquérir la puissance complémentaire.

24.4 Veuillez fournir les caractéristiques et conditions spécifiques se rapportant à :

a) l'équilibrage éolien;

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93).

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93).

Complément de réponse :

Les questions relatives à « l'équilibrage éolien » et « l'utilisation de l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver » seraient résolues par l'utilisation d'un compte de modulation. Ainsi, la production de tout contrat assujetti serait systématiquement ajoutée au compte et le Distributeur retirerait de ce compte les quantités requises pour ses besoins, sous réserve des restrictions sur les retraits horaires mentionnées à la fin de la section 6.1 du Plan (B-0042-HQD-1, document 1 révisé, page 59, lignes 12 à 14). Le compte de modulation pourrait ainsi absorber la plupart des variations horaires, journalières et saisonnières en relation avec l'équilibrage éolien et la gestion des surplus.

- b) l'utilisation de l'énergie générée lors des périodes de surplus en été (stockage) pour combler des besoins en hiver mentionnée à la référence (i), lignes 11 à 12, et les conditions de cette utilisation (prix, délais, etc.);

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93).

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93).

Complément de réponse :

Voir la réponse à la question 24.4 a).

- c) l'adéquation entre les besoins du Distributeur et certains de ses approvisionnements (référence i, lignes 7 à 8).

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93).

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93).

Complément de réponse :

Voir la réponse à la question 24.4 a).

24.5 Veuillez indiquer les impacts de l'entente sur la revente des surplus énergétiques du Distributeur au cours de la période 2011-2027.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 24.2 et 24.3.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Complément de réponse :

D'abord, l'entente globale de modulation couvrirait une période de trois ans et serait renouvelable au besoin. Par ailleurs, tel que précisé en réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n^o 3 de la Régie (HQD-5, document 1), l'entente visée impliquerait que tout solde résiduel positif de fin d'année serait racheté par le Producteur.

24.6 Veuillez préciser toute restriction à l'égard de la revente de ces surplus.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Complément de réponse :

Voir la réponse à la question 24.5.

24.7 Comment le Distributeur évalue-t-il les prix des services rendus par le Producteur?

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Complément de réponse :

Le prix des services rendus par le Producteur est le fruit d'une négociation. Le Distributeur doit voir à négocier des conditions avantageuses de nature à réduire ses coûts d'approvisionnement.

(...)

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 57, lignes 9 à 11 :

« L'entente permettrait ainsi d'optimiser les livraisons d'énergie associées aux contrats concernées en favorisant une meilleure concordance avec les besoins du Distributeur ». (nous soulignons)

(ii) HQD-1, Document 1, page 57, ligne 27 :

En même temps que le Producteur prendrait livraison de cette énergie, il livrerait au Distributeur la quantité exacte d'énergie programmée à l'avance par celui-ci pour répondre aux besoins horaires prévues de la charge locale, au-delà de l'électricité patrimoniale et des contrats en base et cyclable avec le Producteur, tel qu'illustré aux graphiques 6.1-1 et 6.1-2. » (nous soulignons)

Demandes :

26.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'entente ne concerne que les besoins de la charge locale, excluant la revente des surplus énergétiques du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

26.2 Le Distributeur entend-t-il conserver ses droits de revendre ses surplus énergétiques advenant l'approbation de l'entente, et si oui, comment? Si non, pourquoi?

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Complément de réponse :

Voir la réponse à la question 24.5.

26.3 Veuillez décrire comment le Distributeur peut revendre ses surplus à partir des contrats postpatrimoniaux compte tenu de l'existence éventuelle de l'entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Complément de réponse :

Voir la réponse à la question 24.5.

26.4 Veuillez décrire les impacts de l'entente sur les achats d'énergie et de puissance de court terme.

Réponse :

La description de l'impact de l'entente figure à la section 4.4.1.4 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

26.5 Veuillez indiquer si l'obligation du Producteur de livrer la quantité exacte d'énergie programmée d'avance tient également en cas de panne fortuite d'un équipement de production postpatrimoniale reconnue de l'entente. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Complément de réponse :

Pour tout contrat d'approvisionnement comportant une garantie de puissance, comme ce serait le cas pour les retraits du compte de modulation couverts par une telle garantie, le fournisseur s'engage à maintenir une puissance installée suffisante pour satisfaire ses engagements tout en respectant les critères de fiabilité de l'industrie. En cas de panne d'équipement, il doit déployer les meilleurs efforts pour assurer la continuité de service.

Pour plus de précisions voir les réponses fournies par le Distributeur aux questions 3.1 à 3.5 de UC dans le dossier R-3726-2010 (HQD-2, document 5, pages 9 et 10).

26.6 Veuillez indiquer les avantages financiers et non-financiers qu'obtiendront respectivement le Producteur et le Distributeur grâce à l'entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Fournir les avantages financiers et non-financiers recherchés par le Distributeur seulement. (D-2011-064, par. 96)

Complément de réponse :

Les avantages financiers que retirera le Distributeur seront élaborés dans l'étude économique qui supportera la justification de l'entente globale de modulation. Les paramètres et les grandes lignes de la

méthodologie utilisée dans le cadre d'une telle étude économique sont décrits en réponse à la question 7.3 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que l'entente globale de modulation procurera davantage de flexibilité au portefeuille d'approvisionnement du Distributeur, en assurant un meilleur appariement entre les besoins et les moyens, notamment en permettant de déplacer les surplus d'été vers les besoins d'hiver.

(...)

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 58, graphique 6.1-1 (illustration – solde positif du compte de modulation à la fin de décembre 2013).

(ii) HQD-1, Document 1, page 59, graphique 6.1-2 (illustration – solde du compte négatif, -500 GWh, à la fin de décembre 2017).

(iii) HQD-1, Document 1, page 59, lignes 10 à 11 : « « ... le solde du compte [d'énergie de modulation] en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer ». (nous soulignons).

Demandes :

29.1 Veuillez indiquer les conséquences financières et non-financières pour le Distributeur d'un solde positif tel qu'illustré à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

Complément(s) demandé(s) : donner plus d'informations sur les caractéristiques, dont les coûts, les risques et les impacts de l'entente globale de modulation. (D-2011-064, par. 8 à 13, par. 93)

Préciser à quels éléments spécifiques de la section 6 de la pièce B-0004 le Distributeur réfère et fournir davantage d'informations. (D-2011-064, par. 93)

Complément de réponse :

Le Distributeur entend revendre au Producteur le solde du compte de modulation à des conditions avantageuses par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché.

(...)