DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE l'AHQ-ARQ

COÛTS ÉVITÉS

1. Références :

(i) R-3905-2014, B-0086, HQD-15, document 4, page 4;

(ii) B-0021, HQD-4, document 4, pages 5 et 6, sections 1.1.1 et 1.1.2.

Préambule :

(i)

Tableau R-1.1 :
Puissance UCAP - Hivers 2012-2013 et 2013-2014

		Janvier 2013	Février 2013	Janvier 2014	Février 2014	Janvier 2014	Février 2014
Quantité recherchée	MW	150	150	500	500	500	500
Quantité offerte	MW	425	425	800	800	500	500
Quantité retenue	MW	125	125	300	300	500	500
Prix moyen offert	$US / kW-mois	3,55	3,49	6,35	6,31	5,30	5,30
MIN	$US / kW-mois	1,89	1,89	4,75	4,65	5,00	5,00
MAX	$US / kW-mois	5,50	5,50	10,05	10,05	6,25	6,25
Prix moyen payé	$US / kW-mois	2,32	2,17	4,75	4,65	5,30	5,30
Encan mensuel UCAP ROS	$US / kW-mois	0,92	0,92	3,59	3,36	3,59	3,36
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	2,5	2,4	1,3	1,4	1,5	1,6

(ii) La section 1.1.1 présente le signal de coût évité de l'énergie de 2017 à 2026 inclusivement. La section 1.1.2 présente le signal de coût évité de la puissance.

Demandes :

1.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (i) pour les 4 mois de décembre 2014 à mars 2015 et les 4 mois de décembre 2015 à mars 2016.

1.2 Veuillez fournir le bilan en énergie annuel sur la période de 2016 à 2026 sur lequel est basé le signal de coût évité de l'énergie présenté à la référence (ii).

1.3 Veuillez fournir le bilan en puissance sur la période de 2016 à 2026 sur lequel est basé le signal de coût évité de la puissance présenté à la référence (ii).

PRÉVISION DE LA DEMANDE

2. Références :

(i) B-0018, HQD-4, document 2, page 15, tableau 7;

(ii) B-0018, HQD-4, document 2, page 36, tableau D-3.

Préambule :

(i) Le tableau 7 indique notamment des besoins normalisés en puissance de 37 711 MW à la pointe de l'hiver 2015-2016.

(ii) Le tableau D-3 présente les ventes mensuelles prévues et réelles 2015. Le tableau contient toutefois des données réelles et des données réelles normalisées.

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer l'écart entre la valeur de 37 711 MW de la référence (i) et la prévision équivalente apparaissant dans la cause tarifaire 2015-2016 (38 049 MW) et l'écart entre la même valeur de 37 711 MW et la prévision de septembre 2015 (38 049 MW).

2.2 Veuillez fournir le tableau D-3 de la référence (ii) mais avec des données prévues et réelles seulement (non normalisées).

APPROVISIONNEMENTS

3. Références :

(i) B-0024, HQD-6, document 1, page 7, lignes 11 à 13;

(ii) R-3933-2015, B-0155, HQD-6, document 1.6.3, page 13, tableau R-11.4-B;

(iii) B-0024, HQD-6, document 1, page 17, tableau A-1.

Préambule :

(i) « *inclusion des paramètres du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02 tels qu'ils ont été approuvés par la Régie dans sa décision D-2016-095 ;* ».

(ii) Le tableau R-11.4-B indique, pour l'année témoin 2016 à la ligne Intégration éolienne, des quantités de 0,0 TWh et de 60,1 M$.

(iii) Le tableau A-1 indique, à la ligne Intégration éolienne, des quantités de 0,2 TWh et de 87,6 M$ pour l'année de base 2016 et une quantité de 64,3 M$ pour l'année témoin 2017.

Demandes :

3.1 Veuillez fournir les hypothèses et les calculs détaillés ayant mené à la valeur de 0,2 TWh de la référence (iii).

3.2 Veuillez fournir une ventilation par mois et par service de la quantité de 60,1 M$ de la référence (ii) (i.e. pour chacun des services de l'entente d'intégration éolienne originale: équilibrage, puissance complémentaire et énergie livrée).

3.3 Veuillez fournir une ventilation par mois et par service de la quantité de 87,6 M$ de la référence (iii) (i.e. pour chacun des services de l'entente d'intégration éolienne originale: équilibrage, puissance complémentaire et énergie livrée et pour chacun des services du contrat de la référence (i) : montant pour les retours d'énergie, montant pour les erreurs de prévision et montant pour l'écart annuel entre la production éolienne et les retours d'énergie).

3.4 Veuillez fournir une ventilation par mois et par service de la quantité de 64,3 M$ de la référence (iii) (i.e. pour chacun des services du contrat de la référence (i) : montant pour les retours d'énergie, montant pour les erreurs de prévision et montant pour l'écart annuel entre la production éolienne et les retours d'énergie).

4. Références :

(i) R-3933-2015, B-0023, HQD-6, document 1, page 5, lignes 10 à 12;

(ii) R-3933-2015, B-0023, HQD-6, document 1, page 9, tableau 4;

(iii) État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, page 51, tableau F-1;

(iv) B-0024, HQD-6, document 1, page 9, tableau 4;

(v) Rapport annuel 2015, HQD-3, document 1.1, page 5, tableau 1.

Préambule :

(i) « *La hausse des besoins prévus de 4,2 TWh pour l'année 2015 amène le Distributeur à planifier des <u>rappels de 400 MW en décembre 2015</u>, pour une contribution en énergie de 0,3 TWh en décembre.* » (Nous soulignons)

(ii)

TABLEAU 4 :
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2014 Année historique	2015 Année de base	2016 Année témoin
LONG TERME	**12,5**	**14,4**	**15,0**
TCE	-	-	-
HQP	4,2	4,1	3,3
Base	*3,7*	*3,6*	*3,1*
dont énergie rappelée	*0,7*	*0,5*	-
Cyclable	*0,5*	*0,6*	*0,2*
Énergie différée	-	-	-
Intégration éolienne	0,3	0,0	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,0	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,3	0,3	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	0,7	1,1	1,2
Éolien I (A/O 2003-02)	2,4	2,5	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	4,1	5,3	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,1	0,5	0,9
Éolien IV (A/O 2013-01)	-	-	0,0
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	-	-	0,0
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	0,3	0,3
COURT TERME	**2,7**	**3,5**	**0,3**
Achats d'énergie	2,7	3,5	0,3
TOTAL	**15,3**	**17,9**	**15,2**

Le tableau 4 montre, pour l'année de base 2015, une énergie rappelée de 0,5 TWh, une énergie cyclable de 0,6 TWh et des achats d'énergie de court terme de 3,5 TWh.

(iii) Le tableau F-1 montre un rappel de 600 MW en décembre 2015 et un total rappelé de 0,6 TWh pour 2015.

(iv)

TABLEAU 4 :
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2015 Année historique	2016 Année de base	2017 Année témoin
LONG TERME	**14,5**	**14,7**	**15,3**
TCE	-	-	-
HQP	4,1	3,1	3,1
Base	*3,7*	*3,1*	*3,1*
dont énergie rappelée	*0,6*	*0,0*	-
Cyclable	*0,4*	*0,0*	*0,0*
Énergie différée	-	-	-
Intégration éolienne	0,0	0,2	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	0,4	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,0	1,1	1,1
Éolien I (A/O 2003-02)	2,6	2,6	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	5,4	6,1	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,5	0,7	0,8
Éolien IV (A/O 2013-01)	-	0,0	0,3
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	-	0,0	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,2	0,3	0,4
COURT TERME	**3,0**	**0,1**	**0,0**
Achats d'énergie	3,0	0,1	0,0
TOTAL	**17,5**	**14,8**	**15,4**

Le tableau 4 montre, pour l'année historique 2015, une énergie rappelée de 0,6 TWh, une énergie cyclable de 0,4 TWh et des achats d'énergie de court terme de 3,0 TWh.

(v) Le tableau 1 indique qu'il n'y a eu aucune quantité d'énergie livrée en vertu du contrat cyclable de 250 MW avec Hydro-Québec Production en décembre 2015.

Demande :

4.1 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'augmentation du rappel de décembre 2015 entre 400 MW à la référence (i) et 600 MW à la référence (ii).

4.2 Veuillez indiquer la quantité d'achats d'énergie de court terme qui a été réalisée en décembre 2015.

4.3 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'utilisation de 600 MW d'énergie rappelée en décembre 2015 alors qu'aucune énergie cyclable n'ait été acquise pour ce

mois. Veuillez notamment indiquer le nombre d'heures en décembre 2015 où l'énergie rappelée a réellement entraîné du patrimonial inutilisé additionnel.

4.4 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'utilisation de 600 MW d'énergie rappelée en décembre 2015 en relation avec les achats d'énergie de court terme réels pour ce mois.

5. Références :

(i) R-3933-2015, B-0023, HQD-6, document 1, page 7, tableau 3;

(ii) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2015-013_Criteres/HQD_AnnexeD_18dec2015.pdf .

Préambule :

(i)

TABLEAU 3 :
BESOINS EN PUISSANCE

En MW	Hiver 2015-2016 Année témoin
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	**38 049**
plus réserve requise	3 523
Taux de réserve	*9,3%*
moins électricité patrimoniale *(incluant la réserve)*	37 442
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	**4 130**

(ii)

ANNEXE D
Respect du critère de fiabilité en puissance
Bilan du Distributeur pour l'année 2015-2016
en MW

	2015-2016
Besoins à la pointe visés par le plan (Note 1)	**38 049**
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 585
Taux de réserve requise	*9,4%*
- Électricité patrimoniale - incluant réserve	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	**4 192**
- Approvisionnements non patrimoniaux	**4 064**
▪ Transcanada Energy	0
▪ HQ Production - Base et cyclable	600
▪ Contrats de biomasse	235
▪ Contrats d'éolien	1 065
▪ Contrats de petites hydrauliques	64
▪ Électricité interruptible	1 290
▪ Nouvelles interventions en GDP	60
▪ Abaissement de tension	250
▪ Contrats de puissance de court terme	500
= Achats de puissance requis sur les marchés de court terme	**150**

Note (1) : Prévision des besoins de septembre 2015.

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer la date à laquelle la prévision des besoins réguliers du Distributeur de 38 049 MW de la référence (ii) a été produite.

5.2 Veuillez expliquer pourquoi la prévision de 38 049 MW de la référence (i) datant de septembre 2015 est-elle égale à celle de la référence (i) faite quelques mois plus tôt.

5.3 Veuillez expliquer l'augmentation de la réserve requise entre la référence (i) et la référence (ii).

5.4 Veuillez indiquer si l'aléa sur la prévision de la demande (indépendamment des aléas climatiques) devrait diminuer graduellement plus on s'approche de l'hiver. Dans la négative, veuillez justifier votre réponse. Dans l'affirmative, veuillez fournir la diminution applicable à la réserve requise entre les deux prévisions, toutes choses étant égales par ailleurs.

5.5 Le bilan de la référence (ii) prévoyait 150 MW d'achats de puissance sur les marchés de court terme. Veuillez indiquer les quantités réelles d'achats de puissance sur les marchés de court terme réellement engagées pour chacun des mois de l'hiver 2015-2016 de même que les dates où de telles quantités ont été engagées.

5.6 Selon la même définition que la référence (ii), veuillez fournir la prévision des besoins à la pointe de l'hiver 2016-2017 visés par le plan, basée sur la prévision de septembre 2016.

6. Références :

(i) B-0024, HQD-6, document 1, page 6, tableau 3;

(ii) B-0024, HQD-6, document 1, page 10, tableau 5.

Préambule :

(i) Le tableau 3 prévoit des besoins postpatrimoniaux de 3 645 MW pour l'hiver 2016-2017.

(ii) Dans le tableau 5, le Distributeur prévoit des approvisionnements postpatrimoniaux de 3 731 MW pour l'hiver 2016-2017, soit un surplus de 86 MW par rapport aux besoins.

Demandes :

6.1 Veuillez décrire les actions que le Distributeur prévoit mettre en place pour éliminer le surplus de 86 MW qui apparaît en mettant en relation les références (i) et (ii).

6.2 Dans le cas où la solution à la réduction d'un tel surplus résiderait dans le rejet de certaines demandes de clients pour les options d'électricité interruptible, veuillez indiquer comment le Distributeur procéderait pour choisir parmi les demandes retenues.

7. Références :

(i) B-0024, HQD-6, document 1, page 12, lignes 3 à 18;

(ii) Rapport annuel 2015, HQD-3, document 1.3, page 6, tableau 4;

(iii) R-3933-2015, B-0123, HQD-16, document 7.1;

(iv) B-0024, HQD-6, document 1, page 14, lignes 12 à 16.

Préambule :

(i) « *Comme annoncé lors des audiences dans le dossier R-3933-2015* [note de bas de page omise], *le Distributeur a développé un nouvel indicateur des coûts et prix de marché qui reflète davantage la stratégie d'approvisionnement de court terme.*

Considérant qu'au-delà de 1 100 MW, le Distributeur ne peut s'approvisionner sur le marché de New York et doit trouver d'autres sources d'approvisionnement, il semble plus approprié d'utiliser un indicateur composite basé à la fois sur les prix des marchés de New York (NY) et de la Nouvelle-Angleterre (NE), qui correspond mieux aux conditions réelles d'approvisionnement de court terme. Ainsi, pour établir ce nouvel indicateur composite, lorsque les quantités sont inférieures ou égales à 1 100 MW, le prix de marché utilisé demeure celui de NY. En revanche, lorsque les quantités excèdent la limite des interconnections du marché de NY, le prix de marché est celui de NY pour la portion allant jusqu'à 1 100 MW et celui de la NE pour la portion dépassant cette quantité.

Le Distributeur présente au tableau 8 la comparaison du coût d'achat des approvisionnements postpatrimoniaux par rapport au nouvel indicateur composite de prix de marché NY-NE et fournit à titre d'information seulement l'ancien indicateur, basé uniquement sur les prix du marché de NY. » (Nous soulignons)

(ii)

TABLEAU 4 :
SOMMAIRE DES TRANSACTIONS D'ACHAT SUR LES BOURSES ÉNERGÉTIQUES EN 2015

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix $CAN/MWh
IESO	RT	32	56 157	56,18 $
NE ISO	DAM	20	24 198	193,52 $
NE ISO	RT	1	1 838	203,21 $
NY ISO	DAM	55	310 409	101,89 $
NY ISO	RT	14	10 350	111,15 $
Total		**122**	**402 952**	**101,72 $**

(iii) La pièce B-0123 présente le suivi détaillé des activités d'achats et de vente du Distributeur par contreparties pour 2014.

(iv) « *Aucun suivi des indicateurs du programme de gestion des risques n'est requis dans le présent dossier. En effet, au moment de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur n'a effectué aucun appel d'offres ni*

transaction bilatérale pour une durée d'un mois ou plus [note de bas de page omise]. *De même, les transactions d'une durée d'un mois ou moins représentent de faibles volumes qui ne justifient pas un suivi dans le présent dossier* [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

Demandes :

7.1 La référence (ii) montre que des achats significatifs ont été faits auprès de la bourse IESO (Ontario) en 2015, pour des quantités supérieures à celles des achats faits auprès de la bourse de NE et à des prix moyens significativement plus bas. Veuillez expliquer pourquoi la bourse de l'Ontario n'est pas prise en compte dans le nouvel indicateur proposé par le Distributeur.

7.2 Veuillez fournir le tableau 8 de l'indicateur de prix de marché pour l'année 2015 de la référence (i) en considérant la bourse de l'Ontario comme premier moyen, puis celle de NY et celle de NE. Veuillez aussi fournir un tel tableau pour chacune des années 2011 à 2014.

7.3 Veuillez fournir le tableau 8 de l'indicateur de prix de marché de la référence (i) pour chacune des années de 2011 à 2014.

7.4 Veuillez fournir le document de la référence (iii) mais pour l'année 2015.

7.5 Veuillez indiquer, dans le contexte de la référence (iv), quel serait, selon le Distributeur, le seuil à partir duquel les transactions d'une durée d'un mois ou moins justifieraient un suivi.

8. Références :

(i) Rapport annuel 2015, HQD-3, document 2.1, page 4, tableau 3;

(ii) R-3891-2014, B-0012, HQD-2, document 2, page 4, tableau R-1.1.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3 :
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LES CLIENTÈLES DE MOYENNE ET DE GRANDE PUISSANCE
HIVERS 2014-2015[3] ET 2015-2016

	Hiver 2014-2015				Hiver 2015-2016			
	Moyenne puissance		Grande puissance		Moyenne puissance		Grande puissance	
	Option I	Option II	Option I	Option II	Option I	Option II	Option I	Option II
Nombre de clients	2	2	24	2	3	2	25	1
MW effectifs (moyenne mensuelle)	2,5	0,3	1 009,8	22,2	3,0	0,6	1 096,4	17,2
Nombre d'appels	7	2	9	7	1	-	1	1
Nombre d'Heures d'interruption / client	33	9	0 à 43	21 à 34	5	-	0 à 5	5
Crédits versés (k$)	54,0		19 119,3		49,0		15 369,9	

(ii) Le tableau R-1.1 présente la description des périodes d'interruption depuis l'hiver 2009-2010.

Demandes :

8.1 Veuillez fournir une mise à jour du tableau de la référence (ii).

8.2 Veuillez expliquer pourquoi certains clients de l'option I Grande Puissance n'auraient pas été interrompus lors de l'hiver 2014-2015 alors que d'autres clients auraient été interrompus pendant 43 heures, tel qu'il apparait à la référence (i).

8.3 Pour chacun des 9 appels de l'option 1 Grande puissance lancés lors de l'hiver 2014-2015, veuillez fournir :

a) le nombre de clients <u>appelés</u> et la somme de leurs MW effectifs

b) le nombre de clients <u>interrompus</u> et la somme de leurs MW effectifs.

8.4 Pour l'hiver 2014-2015, veuillez fournir les montants de pénalités pour refus d'interrompre que le Distributeur a perçus.

9. Références :

(i) Rapport annuel 2015, HQD-3, document 1.2, page 3, tableau 2;

(ii) Suivi de l'entente globale cadre 2015 :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2013-206/HQD_SuiviEntenteCadre_Annexes_28avril2016.pdf ;

(iii) D-2016-143, dossier R-3976-2016, page 5, paragraphe 12.

Préambule :

(i)

TABLEAU 2 :
BILAN RÉEL OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR LORS DE LA POINTE (MW)

Besoins réguliers du Distributeur – réseau intégré	**38 522**
Approvisionnements (Offre)	**38 522**
Approvisionnements patrimoniaux	31 187
Approvisionnements postpatrimoniaux	7 335

(ii) Le bâtonnet patrimonial de 34 342 MWh/h a été utilisé le 13 février 2015 à l'heure 19 alors que le volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale a été de 33 162 MWh/h, pour une énergie patrimoniale non utilisée de 1180 MWh/h pour cette heure.

(iii) « [12] *Tel que souligné dans la décision D-2013-206, « [l]*es besoins couverts par l'Entente sont ceux qui se manifestent après que le Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens d'approvisionnement à sa disposition » [note de bas de page omise] *pour équilibrer en temps réel l'offre et la demande d'énergie.* » (Nous soulignons)

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer l'écart significatif de 3 155 MW observé entre l'approvisionnement patrimonial maximal de 34 342 MW apparaissant dans les bilans de puissance prévisionnels du Distributeur et les approvisionnements patrimoniaux de 31 187 MW (référence (i)) observés lors de la pointe 2014-2015 survenue le 8 janvier 2015, alors que d'importants approvisionnements postpatrimoniaux de 7 335 MW ont été engagés en même temps.

9.2 Veuillez expliquer l'écart significatif de 1 180 MW observé à la référence (ii) entre l'approvisionnement patrimonial maximal de 34 342 MWh/h utilisé le 13 février 2015 à l'heure 19 et le volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale de 33 162 MWh/h pour cette même heure.

9.3 Veuillez décrire en détail les problématiques vécues par le Distributeur qui entraînent des écarts significatifs du type de ceux mentionnés aux deux demandes précédentes.

9.4 Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle, à la référence (ii), les 8760 bâtonnets patrimoniaux sont appariés après la fin d'une année civile en ordre de grandeur avec les 8760 valeurs du volume d'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale.

9.5 Veuillez indiquer si le Distributeur est tenu d'appliquer la méthode décrite à la demande précédente. Dans l'affirmative, veuillez fournir les références des documents où une telle obligation lui a été imposée. Dans la négative, veuillez

indiquer la flexibilité dont disposerait le Distributeur dans l'appariement des deux séries mentionnées plus haut. À titre d'exemple, veuillez indiquer ce qui empêcherait le Distributeur de procéder à un appariement définitif pour certaines heures en cours d'année sans attendre à la fin comme dans la situation actuelle..

9.6 Veuillez décrire comment le Distributeur interprète le terme « *raisonnable* » dans la décision de la Régie en référence (iii) en indiquant notamment sa politique de risque et la quantification des marges de sécurité qu'il se donne dans l'équilibrage en temps réel de l'offre et la demande d'énergie.

10. Références :

(i) Rapport annuel 2015, HQD-3, document 1.3, page 4, lignes 9 à 11;

(ii) R-3905-2014, A-0060, notes sténographiques du 11 décembre 2014, pages 153 et 154.

Préambule :

(i) « *Les transactions ont été essentiellement effectuées pour des approvisionnements de trois jours et moins. Généralement, ces approvisionnements sont acquis deux jours avant le début des livraisons.* » (Nous soulignons)

(ii) « *Évidemment, comme je vous mentionnais tantôt, on fait les achats qu'il faut, notamment lorsque la demande, pas notamment, à toutes les heures, on fait les achats qu'il faut pour répondre à la demande du Québec mais, évidemment, il y a une incertitude qui est plus élevée lorsque la demande est plus chargée. Autrement dit, on est beaucoup plus prudent, je vais le dire comme ça, lorsque la demande commence à dépasser certains niveaux.* » (Nous soulignons)

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer quelle marge d'incertitude (en MW) le Distributeur conserve-t-il dans son bilan pour déterminer les achats d'énergie de court terme :

a) 4 heures à l'avance

b) une journée à l'avance

c) deux jours à l'avance.

10.2 Veuillez fournir la distribution statistique de l'erreur de prévision des besoins à alimenter par le Distributeur :

a) 4 heures à l'avance

b) une journée à l'avance

c) deux jours à l'avance

10.3 Veuillez fournir l'historique annuel des 5 dernières années de la distribution statistique des erreurs de prévision mentionnée à la demande précédente.

10.4 Veuillez démontrer, à l'aide de comparaison de valeurs historiques de besoins prévus et réels, l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle l'incertitude serait plus élevée lorsque la demande est plus chargée.

10.5 Veuillez indiquer à partir de quels niveaux de demande le Distributeur est plus prudent comme il l'indique à la référence (ii). Veuillez aussi indiquer pourquoi le Distributeur devrait être plus prudent en pareille circonstance.

10.6 Veuillez élaborer sur l'intérêt économique qu'a le Distributeur d'engager la plupart de ses acquisitions deux jours avant le début des livraisons (et celles-ci pouvant atteindre une longueur de trois jours) comme indiqué à la référence (i), au lieu, par exemple, de les engager la veille ou en temps réel.