RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^{O} 1 DE L'AHQ-ARQ

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.

Réponse :

1 **Le tableau R-1.1 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-1.1 :
PUISSANCE UCAP - HIVERS 2014-2015 ET 2015-2016

		AO 2014-01								RFP 2015	
		Décembre 2014	Janvier 2015	Février 2015	Mars 2015	Décembre 2015	Janvier 2016	Février 2016	Mars 2016	Janvier 2016	Février 2016
Quantité recherchée	MW	350	750	750	750	500	500	500	500	150	150
Quantité offerte	MW	900	1175	1300	1300	600	600	600	900	450	450
Quantité aquise	MW	350	750	750	750	500	500	500	500	150	150
Prix moyen offert	$US / kW-mois	4,19	5,18	4,90	4,33	7,33	8,22	8,16	5,10	2,54	2,54
MIN	$US / kW-mois	3,10	4,00	4,00	3,60	4,75	6,00	6,00	5,00	1,55	1,55
MAX	$US / kW-mois	6,10	7,70	7,35	7,05	12,00	12,00	12,00	6,80	4,15	4,15
Prix moyen payé	$US / kW-mois	4,09	4,60	4,60	3,60	6,40	6,22	6,14	5,00	2,02	2,02
Encan mensuel UCAP - ROS	$US / kW-mois	2,56	3,61	2,60	1,80	1,25	1,65	1,34	0,60	1,65	1,34
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,6	1,3	1,8	2,0	5,1	3,8	4,6	8,3	1,2	1,5

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).

Réponse :

Le Distributeur présentera les bilans en énergie et en puissance les plus récents dans le cadre de son Plan d'approvisionnement 2017-2026.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

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).

Réponse :

Les besoins en puissance prévus à la pointe d'hiver 2015-2016 (38 049 MW) apparaissant à la pièce HQD-4, document 2 (B-0018) du dossier tarifaire 2016-2017 (R-3933-2015) et ceux de la prévision de septembre 2015[1] sont issus du même exercice de prévision.

L'écart de prévision de -338 MW à la pointe d'hiver 2015-2016 s'explique essentiellement par la demande plus faible que prévu au secteur résidentiel. Ces écarts découlent de changements de comportement de la clientèle pour des usages présents à la pointe d'hiver du Distributeur, notamment pour le chauffage des locaux. Les changements de comportement résidentiels sont décrits en réponse aux questions 13.1 et 13.3 de la demande de renseignement n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

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

Réponse :

Le tableau R-2.2 présente l'information demandée.

[1] **Voir le suivi de la décision D-2015-013 (Plan d'approvisionnement 2014-2023 – Critères de fiabilité) déposé le 18 décembre 2015.**

TABLEAU R-2.2 : VENTES MENSUELLES PRÉVUES (D-2015-018) ET RÉELLES NON NORMALISÉES 2015 (EN GWH)

Catégorie de consommateurs		janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	total annuel
D et DM	ventes réelles	9 982	9 307	7 694	5 188	3 645	3 078	3 071	3 243	2 953	4 239	4 734	6 454	63 588
	ventes prévues	9 074	7 586	7 041	5 095	3 672	3 217	3 195	3 224	3 016	4 138	5 713	8 119	63 090
	écart	908	1 721	653	93	(27)	(139)	(125)	19	(62)	101	(979)	(1 665)	498
G et à forfait (T1, T2, T3)	ventes réelles	1 246	1 180	1 013	743	669	582	625	663	618	637	730	846	9 554
	ventes prévues	1 152	997	953	755	673	651	685	682	626	688	821	1 056	9 740
	écart	94	183	60	(12)	(4)	(70)	(60)	(19)	(8)	(51)	(91)	(210)	(186)
G-9	ventes réelles	130	111	96	75	64	69	66	75	72	79	90	87	1 017
	ventes prévues	109	99	97	84	80	77	73	78	79	87	96	97	1 057
	écart	21	12	-	(10)	(15)	(8)	(7)	(3)	(7)	(7)	(7)	(10)	(40)
M	ventes réelles	3 019	2 857	2 829	2 442	2 360	2 353	2 404	2 415	2 411	2 492	2 470	2 636	30 688
	ventes prévues	2 930	2 657	2 710	2 387	2 366	2 336	2 411	2 471	2 350	2 445	2 560	2 787	30 411
	écart	89	200	119	54	(6)	18	(8)	(56)	60	47	(90)	(151)	277
LG	ventes réelles	984	936	881	711	596	584	606	632	610	653	700	789	8 682
	ventes prévues	931	832	812	697	631	609	639	639	616	669	741	873	8 690
	écart	53	104	68	14	(35)	(26)	(32)	(6)	(6)	(16)	(41)	(85)	(8)
L	ventes réelles	2 586	2 370	2 646	2 455	2 481	2 418	2 469	2 492	2 380	2 425	2 362	2 517	29 601
	ventes prévues	2 453	2 289	2 502	2 393	2 471	2 380	2 496	2 507	2 412	2 471	2 392	2 386	29 152
	écart	133	80	144	62	10	38	(27)	(15)	(32)	(47)	(30)	131	449
H	ventes réelles	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	8
	ventes prévues	1	1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	7
	écart	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
DT	ventes réelles	343	268	344	236	122	178	149	176	153	208	259	315	2 752
	ventes prévues	361	326	328	247	184	167	169	172	153	213	288	382	2 989
	écart	(18)	(58)	16	(11)	(62)	11	(21)	4	-	(4)	(29)	(66)	(238)
Éclairage public et sentinelle	ventes réelles	54	48	52	49	48	49	48	51	48	51	50	52	599
	ventes prévues	53	47	52	49	51	49	50	51	50	52	51	53	608
	écart	1	-	-	(1)	(2)	-	(2)	-	(2)	(2)	(1)	(1)	(9)
Contrats spéciaux	ventes réelles	2 079	1 904	2 171	2 121	2 062	1 968	1 997	2 004	1 916	2 111	1 970	2 074	24 377
	ventes prévues	2 081	1 873	2 189	2 290	2 292	1 987	2 060	2 123	1 993	2 070	2 032	2 226	25 217
	écart	(2)	31	(19)	(169)	(229)	(19)	(63)	(119)	(78)	41	(62)	(152)	(840)
Total	ventes réelles	20 424	18 982	17 727	14 020	12 049	11 279	11 436	11 753	11 162	12 897	13 365	15 772	170 866
	ventes prévues	19 143	16 708	16 685	13 999	12 419	11 473	11 779	11 949	11 296	12 834	14 695	17 981	170 962
	écart	1 280	2 274	1 042	21	(370)	(194)	(344)	(196)	(134)	62	(1 330)	(2 210)	(96)
Réseaux autonomes - D et DM	ventes réelles	31	26	19	16	15	16	15	13	9	15	19	24	218
	ventes prévues	27	24	23	19	15	13	12	12	11	15	19	25	214
	écart	3	2	(4)	(2)	-	4	3	1	(2)	-	-	(1)	4
Réseaux autonomes - G et à forfait	ventes réelles	9	9	7	6	6	6	6	6	6	6	7	7	82
	ventes prévues	10	9	9	8	7	6	6	6	6	7	8	9	92
	écart	(1)	-	(2)	(1)	(1)	-	(1)	-	(1)	(1)	(1)	(2)	(10)
Réseaux autonomes - G-9	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
	écart	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)
Réseaux autonomes - M	ventes réelles	9	8	7	7	8	8	7	7	7	7	8	10	95
	ventes prévues	7	6	7	6	6	6	6	6	6	6	7	7	76
	écart	2	2	1	1	2	2	2	1	1	1	2	3	19
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	écart	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Réseaux autonomes - Total	ventes réelles	49	44	34	29	30	30	28	26	22	29	35	42	398
	ventes prévues	45	40	39	33	28	25	24	24	24	29	34	42	388
	écart	4	4	(5)	(3)	1	5	4	2	(2)	-	1	-	10
Total Ventes d'électricité du Distributeur	ventes réelles	20 473	19 026	17 761	14 050	12 079	11 310	11 464	11 780	11 183	12 926	13 400	15 814	171 264
	ventes prévues	19 189	16 748	16 724	14 032	12 447	11 498	11 804	11 973	11 319	12 863	14 729	18 024	171 350
	écart	1 285	2 278	1 037	18	(368)	(189)	(340)	(194)	(136)	62	(1 329)	(2 210)	(86)

Notes :
Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.
Ventes prévues selon la décision D-2015-018.

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).

Réponse :

La quantité de 0,2 TWh présentée au tableau A-1 de la référence (iii) reflète un écart entre la production éolienne prévue pour l'année 2016 et les retours d'énergie provenant de la combinaison des deux ententes d'intégration éolienne en vigueur en 2016.

En effet, le nouveau service d'intégration entré en vigueur le 1er septembre 2016 comporte des retours d'énergie modulés (soit 30 % en été et 40 % en hiver) alors que l'entente d'intégration précédente, valide pour les huit premiers mois de l'année 2016, comportait des retours d'énergie uniformes à un taux de 35 %. Ainsi, les retours d'énergie en 2016 pour la combinaison des deux ententes éoliennes atteignent 35,8 % alors que la production éolienne annuelle attendue est établie à 35 %.

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).

Réponse :

L'information permettant de reproduire les calculs du Distributeur dont les résultats sont présentés aux tableaux mentionnés en référence est disponible sur le site Internet de la Régie, notamment dans les suivis de la décision D-2006-27 et dans les contrats d'approvisionnement du Distributeur.

Le Distributeur précise que, sur une base annuelle, l'écart énergétique prévu entre la production éolienne et les retours d'énergie est nul, car les retours d'énergie sont établis sur la base de la production éolienne attendue, sauf pour l'année de base 2016, comme expliqué en réponse à la question 3.1. L'information sur les écarts prévus d'un mois à l'autre est donc peu pertinente à l'analyse des coûts annuels du service d'intégration éolienne.

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).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.2.**

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).

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 3.2.**

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).

Réponse :

Malgré les besoins prévus nécessitant le rappel de plus de 400 MW en décembre 2015, le Distributeur n'avait aucune garantie sur la disponibilité des quantités au-delà des 400 MW garantis en vertu des Conventions d'énergie différée.

La quantité finale rappelée en décembre 2015, soit 600 MW, n'a été confirmée avec l'acceptation du 200 MW supplémentaire par Hydro-Québec Production (le Producteur) qu'en septembre 2015 seulement.

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

Réponse :

Ces données sont disponibles et déposées en suivi de la décision D-2014-205 sur le site de la Régie :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2014-205_AutresSuivis.html

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.

Réponse :

Les mois de novembre et décembre 2015 ont été marqués par des conditions climatiques chaudes respectivement de un et deux écarts types par rapport à la normale. Ces aléas climatiques se sont traduits par une diminution de la demande de 2,3 TWh. Dans cette situation, le Distributeur n'a donc utilisé aucune énergie du contrat cyclable et n'a procédé à aucun achat de court terme pour approvisionner des besoins. Toutefois, puisque les rappels du mois de décembre doivent être planifiés avant le 15 septembre selon les modalités des Conventions d'énergie différée, le Distributeur avait l'obligation de prendre livraison de l'énergie rappelée.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3.

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.

Réponse :

La valeur de 38 049 MW a été établie en mai 2015 (pièce HQD-4 document 2 [B-0018] du dossier R-3933-2015). En septembre 2015 (référence (ii)), le Distributeur a reconduit la même prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver 2015-2016.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

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

Réponse :

L'écart entre les deux réserves requises s'explique principalement par le volume de l'option d'électricité interruptible. À la référence (i), le volume de l'électricité interruptible retenu était de 850 MW. À la référence (ii), le volume retenu est celui souscrit par les participants, soit 1 140 MW.

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.

Réponse :

Le Distributeur a utilisé la même évaluation des aléas climatiques et prévisionnels pour le dossier tarifaire 2016-2017 (R-3933-2015) et pour le suivi de la décision D-2015-013 de novembre 2015.

Bien que l'aléa de la demande à conditions climatiques normales soit généralement en croissance en fonction de l'horizon annuel de prévision, le risque associé à une prévision de la pointe d'hiver émise à un mois donné ne doit pas nécessairement être revu à la baisse pour une prévision émise quelques mois plus tard. En effet, les nouvelles informations connues au cours des mois les plus récents ne permettent pas toujours de revoir l'aléa de la demande à la baisse. Par exemple, les écarts de prévision sur des mois de la saison estivale n'ajoutent souvent pas d'information pertinente permettant de réduire l'évaluation du risque sur la prévision de la pointe du prochain hiver. De plus, l'aléa sur la demande des forts consommateurs pour le prochain hiver pourrait être maintenu ou même augmenté en fonction de nouvelles informations obtenues.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-16, document 2.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.4 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI à la pièce HQD-16, document 6.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

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.

Réponse :

Le Distributeur utilise la bourse énergétique de l'Ontario principalement dans deux situations :

- **lors des entretiens sur le réseau ou en situation d'urgence nécessitant l'achat d'énergie afin d'alimenter la charge locale. Ce type de transaction représente la majorité des quantités totales en MWh en 2015.**
- **lors d'ajustements en temps réel afin de pallier les aléas de la demande.**

Le Distributeur souligne qu'en ce qui concerne les achats d'énergie sur la bourse énergétique ontarienne, il doit avoir recours au marché en temps réel (« Real Time »), ce qui l'expose à une plus grande volatilité des prix. Par conséquent, puisque ces transactions ne sont pas effectuées sur un horizon DAM et que cet approvisionnement ne comporte pas les mêmes caractéristiques que les autres approvisionnements de court terme, le Distributeur juge inapproprié d'utiliser le marché de l'Ontario dans l'indicateur de prix de marché servant à comparer le coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux reflétant la stratégie du Distributeur et les prix de marché.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

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.

Réponse :

La demande de l'intervenant dépasse le cadre d'analyse du dossier qui porte sur les années 2015, 2016 et 2017. Le Distributeur a déposé la comparaison des deux méthodes de calcul pour l'année 2015.

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

Réponse :

Le Distributeur rappelle que ce suivi est déposé sous pli confidentiel, comme confirmé par la Régie dans sa décision D-2015-180, paragraphe 14 :

> **Elle rappelle, toutefois, qu'en vertu de la décision D-2008-133 [note de bas de page omise], la confidentialité est maintenue pour le rapport intitulé : « Suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur par contreparties ».**

Par ailleurs, le Distributeur constate que l'accès au document « Suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur – 2015 », dont la confidentialité est levée, donne toute l'information nécessaire pour évaluer ses transactions énergétiques de court terme.

De plus, le Distributeur rappelle qu'il avait décidé, exceptionnellement, de déposer l'entièreté de ce document l'an passé. Il considère également que les intervenants ont toute l'information nécessaire afin de questionner le Distributeur sur ses activités d'approvisionnements de court terme.

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.

Réponse :

Toutes les transactions du Distributeur sont suivies dans le cadre du programme de gestion des risques, peu importe leur ampleur.

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).

Réponse :

Le Distributeur présente au tableau R-8.1 les périodes d'interruption pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016.

TABLEAU R-8.1 :
DESCRIPTION DES PÉRIODES D'INTERRUPTION
HIVERS 2014-2015 ET 2015-2016

	Date		Heure		Nombre d'heures
Hiver 2014-2015	2014-12-04	17h00	à	22h00	5,0
	2014-12-05	5h00	à	10h00	5,0
	2014-12-05	16h00	à	21h00	5,0
	2015-01-08	5h00	à	10h00	5,0
	2015-02-02	5h00	à	10h00	5,0
	2015-02-02	16h00	à	21h00	5,0
	2015-02-03	6h00	à	10h00	4,0
	2015-02-16	5h00	à	10h00	5,0
	2015-02-24	6h00	à	10h00	4,0
Hiver 2015-2016	2016-02-15	5h00	à	10h00	5,0
	2016-02-15	6h00	à	11h00	5,0

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).

Réponse :

Un seul client n'a pas été interrompu durant l'hiver 2014-2015 puisque son interruption n'était pas nécessaire pour la gestion de son sous-réseau et son interruption n'aurait pas contribué à la fiabilité du réseau principal en raison de sa localisation géographique.

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 appelés et la somme de leurs MW effectifs

Réponse :

Le tableau R-8.3-A présente le nombre de clients appelés, le nombre de clients interrompus et la somme de leurs MW effectifs pour chacun des neuf appels de l'option 1 de grande puissance lors de l'hiver 2014-2015.

TABLEAU R-8.3-A :
NOMBRE DE CLIENTS APPELÉS ET INTERROMPUS ET SOMME DES MW EFFECTIFS
OPTION 1 CLIENTÈLE GRANDE PUISSANCE – HIVER 2014-2015

Interruptions			clients appelés		clients interrompus	
			Nombre	MW effectifs	Nombre	MW effectifs
1	4 déc.	17h00 à 22h00	14	590,1	14	603,4
2	5 déc.	5h00 à 10h00	14	594,1	14	618,7
3	5 déc.	16h00 à 21h00	15	596,9	15	627,2
4	8 janv.	5h00 à 10h00	15	613,8	15	650,2
5	2 fév.	5h00 à 10h00	14	594,1	14	616,7
6	2 fév.	16h00 à 21h00	11	456,3	11	477,8
7	3 fév.	6h00 à 10h00	14	594,1	14	613,3
8	16 fév.	5h00 à 10h00	14	594,1	14	611,4
9	24 fév.	6h00 à 10h00	14	594,1	14	614,6

b) le nombre de clients interrompus et la somme de leurs MW effectifs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.3 a).

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

Réponse :

Le Distributeur n'a perçu aucun montant de pénalité pour cause de refus d'interrompre au cours de l'hiver 2014-2015.

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.

Réponse :

Le Distributeur analyse quotidiennement la marge de sécurité nécessaire afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements de la charge locale, de minimiser les volumes d'achats de court terme tout en minimisant l'utilisation de l'entente globale cadre.

L'écart observé en fin d'année entre l'électricité patrimoniale utilisée et la quantité prévue au moment de la prise de décision peut s'expliquer par plusieurs facteurs. D'abord, la prévision des besoins à venir nécessite de conserver une certaine quantité d'électricité patrimoniale pour l'occurrence de pointe à venir. Ensuite, une diminution de la demande, par rapport au niveau anticipé lors de la prise de décision d'achat de court terme, peut venir réduire l'énergie patrimoniale utilisée par rapport à ce qui avait été prévu. De plus, l'utilisation de l'électricité interruptible pour des raisons de fiabilité en temps réel et afin d'éviter des moyens de gestion peut contribuer à la réduction de l'électricité patrimoniale utilisée. Finalement, le niveau de production des producteurs privés peut être plus élevé que prévu, ce qui conduit à moins d'électricité patrimoniale utilisée.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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..

Réponse :

Le Distributeur n'est pas tenu d'appliquer la méthode décrite par l'intervenant. Toutefois, cette méthode permet de minimiser les dépassements à l'entente globale cadre. Dans sa gestion quotidienne de l'électricité patrimoniale, le Distributeur vise à classer les quantités d'électricité patrimoniale de façon à minimiser les dépassements historiques, tout en tenant compte de l'inventaire restant et en veillant à minimiser les achats de court terme à venir.

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.

Réponse :

Le Distributeur analyse quotidiennement le niveau d'approvisionnement requis en tenant compte des contraintes décrites dans la réponse à la question 9.1, ceci afin de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, de minimiser le volume d'achats de court terme tout en évitant les dépassements assujettis à l'entente globale cadre et afin d'assurer la fiabilité du réseau.

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

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il gère ses approvisionnements en fonction d'une multitude de variables et qu'il doit en tout temps assurer la fiabilité des approvisionnements du Québec.

b) une journée à l'avance

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1 a).

c) deux jours à l'avance.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1 a).

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

Réponse :

La moyenne de l'erreur de prévision des besoins à alimenter pour l'année 2015 est de 13 MW et l'écart type de 362 MW.

b) une journée à l'avance

Réponse :

La moyenne de l'erreur de prévision des besoins à alimenter pour l'année 2015 est de 172 MW et l'écart type de 513 MW.

c) deux jours à l'avance

Réponse :

La moyenne de l'erreur de prévision des besoins à alimenter pour l'année 2015 est de 190 MW et l'écart type de 651 MW.

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

Réponse :

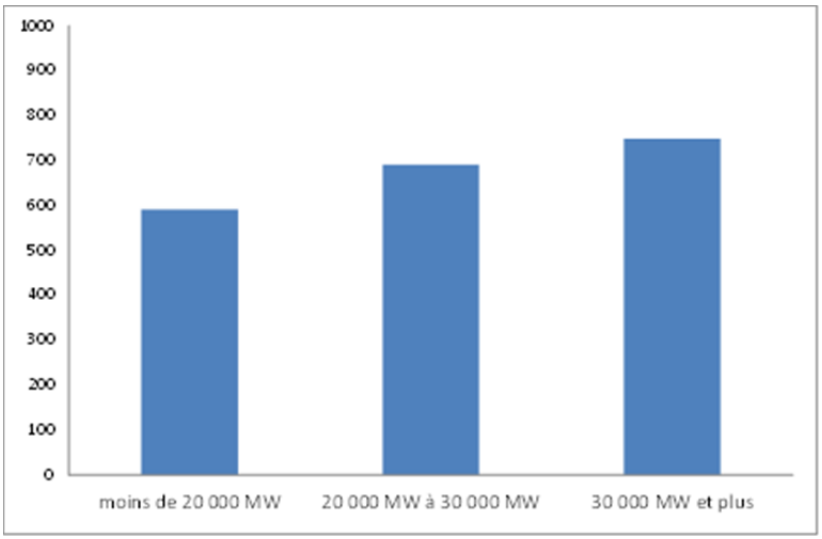
La demande de l'intervenant dépasse le cadre d'analyse du dossier qui porte sur les années 2015, 2016 et 2017.

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.

Réponse :

Le Distributeur présente, au graphique R-10.4, à des fins illustratives, la moyenne des écarts absolus entre la prévision des besoins à J+2 et les besoins réels par tranche des besoins réguliers du Distributeur (BRD) de décembre 2015 à avril 2016. Cette composante représente toutefois seulement une des différentes variables qui compose l'incertitude totale. Voir également la réponse à la question 10.1.

GRAPHIQUE R-10.4 :
ILLUSTRATION DE LA MOYENNE DES ÉCARTS ENTRE LA PRÉVISION DES BESOINS (J+2) ET LES BESOINS RÉELS, PAR TRANCHES DE BRD (MW)



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.

Réponse :

Le Distributeur fait preuve d'autant plus de prudence lorsque les besoins sont élevés puisque l'occurrence d'un évènement sur un réseau fortement sollicité ou d'un aléa de la demande à court terme peut entrainer des impacts plus importants sur la fiabilité des approvisionnements ou peut entrainer des dépassements à l'entente globale cadre, principalement causé par le faible nombre de grands bâtonnets d'électricité patrimoniale disponibles.

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.

Réponse :

Le Distributeur engage principalement ses approvisionnements de court terme deux jours à l'avance afin de maximiser les quantités offertes et ainsi augmenter la compétition entre les contreparties. D'abord, les contreparties actives sur les réseaux voisins peuvent faire un arbitrage entre valoriser leur énergie sur les marchés DAM ou la vendre au Distributeur. Les sollicitations doivent donc avoir lieu avant la fermeture de ces marchés. De plus, cette mécanique permet au Distributeur d'avoir lui aussi accès au marché de New York si les prix obtenus sont plus élevés que l'anticipation des prix dans le marché de New York ou si les quantités nécessaires dépassent les quantités offertes par les contreparties. Cela permet d'obtenir pour une grande partie des approvisionnements de court terme un prix moins volatile qui n'est pas influencé par les évènements en temps réel sur les réseaux voisins comme les prix en temps réels peuvent l'être.