

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA FCEI**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA FÉDÉRATION
CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 D'HYDRO-
QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**

DOSSIER R-3986-2016

Prévision du besoin en puissance

Question 1

Références :

- (i) HQD-1, document 2.2, p. 17, ligne 17
- (ii) Présentation faite à la séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT, suivi de la décision D-2011-028, 25 mai 2011, diapositive 4.
- (iii) <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201702/09/01-5067758-hydro-veut-en-finir-avec-le-mazout.php>
- (iv) R-3980-2016, HQD-10, Document 1, p.13

Préambule :

La référence (i) mentionne l'effritement prévu du parc bi-énergie.

- (ii)
 - « La croissance du parc bi-énergie au détriment de l'industrie du mazout n'est pas souhaitable
 - Une réduction significative des livraisons de mazout comporte un risque pour l'approvisionnement en mazout des clients bi-énergie »

La référence (iii) fait état des intentions du Distributeur quant à la substitution du mazout par l'électricité. Elle mentionne entre autres le potentiel de conversion : « Il y a 33 térawattheures à aller chercher sur 170 térawattheures [consommation annuelle d'électricité au Québec], c'est un potentiel énorme. »

Questions :

1.1 Veuillez présenter l'évolution du nombre de clients au tarif DT sur l'horizon du plan.

Réponse :

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

**TABLEAU R-1.1 :
ABONNEMENTS AU TARIF DT (MILLIERS)**

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
113,0	111,3	109,9	107,9	106,1	104,4	102,6	100,7	98,7	96,8	94,9

1.2 Veuillez présenter l'effacement à la pointe des clients du tarif DT inclus dans la prévision des besoins en puissance sur l'horizon du plan.

Réponse :

1 Le tableau R-1.2 présente l'information demandée.

**TABLEAU R-1.2 :
EFFACEMENT À LA POINTE DES CLIENTS AU TARIF DT (MW)**

2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
580	570	560	550	540	540	530	520	510	500	490

1.3 Considérant la décision D-2016-033 (paragraphe 1015) et le projet-pilote en cours (iv), veuillez indiquer sur la base de quelles hypothèses quant aux paramètres du tarif DT et/ou d'un éventuel programme commercial visant la clientèle utilisant la bi-énergie le Distributeur a-t-il basé ses projections.

Réponse :

2 Les principaux objectifs de la première année du projet pilote de biénergie
3 résidentielle interruptible consistent à valider la technologie d'interruption
4 télécommandée, à évaluer l'impact des modalités d'application de ce mode de
5 gestion sur la clientèle biénergie et à établir le niveau adéquat de la
6 compensation versée aux participants.

7 Dans le cadre du présent Plan, il est prématuré de tenter de projeter l'impact
8 sur l'effacement qu'aurait une éventuelle proposition d'option de
9 télécommande des systèmes biénergie. Pour cette raison, l'effacement des
10 clients biénergie à la pointe présenté au tableau R-1.2 s'appuie sur les
11 conditions actuelles de la biénergie résidentielle.

1.4 Considérant la prise de position du président d'HQD concernant la croissance des ventes d'électricité par le remplacement du mazout (référence iii), veuillez indiquer si HQD modifie sa position traditionnelle (référence ii) quant au besoin de maintenir des volumes de mazout pour protéger les mazoutiers. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur souligne que sa position à l'égard de la biénergie
2 résidentielle n'a pas changée. Il considère toujours que cette option tarifaire
3 constitue un apport important à la réduction de ses besoins à la pointe.

4 La Politique énergétique 2030 du gouvernement cible une réduction
5 significative de la consommation de produits pétroliers. La volonté exprimée
6 par le président d'Hydro-Québec Distribution s'inscrit dans cette perspective.
7 C'est d'ailleurs en lien avec cette orientation que le Distributeur a développé
8 un programme de conversion du mazout à l'électricité (programme
9 Conversion à l'électricité), pour lequel il a récemment amorcé le processus
10 d'approbation auprès de la Régie.

11 Le Distributeur souligne qu'il vise essentiellement, au moyen de ce
12 programme particulier, les clientèles commerciale, institutionnelle et
13 industrielle, plutôt que le marché résidentiel. Les immeubles résidentiels de
14 type multilocatif ou de condominiums assujettis au tarif D avec appel de
15 puissance sont toutefois admissibles.

16 Les objectifs du programme Conversion à l'électricité sont de 340 GWh à
17 l'horizon 2018, comme il appert du dossier R-4000-2017. Cette cible représente
18 une faible part du volume des ventes de mazout.

1.5 Veuillez ventiler le potentiel de 33 TWh mentionné à la référence (iii) entre les marchés
(résidentiel, commercial, PMI, grande industrie, institutionnel, réseaux autonomes) et les
usages.

Réponse :

19 La part de marché du mazout comprend 5,8 TWh pour le marché résidentiel,
20 13,4 TWh pour le marché commercial et institutionnel et 14,2 TWh pour le
21 marché industriel.

1.6 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché résidentiel et, si oui, comment la bi-
énergie se positionne dans cette orientation.

Réponse :

22 Voir la réponse à la question 1.4.

1.7 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché commercial.

Réponse :

23 Le Distributeur le confirme.

1.8 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché des PME/PMI.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

1.9 Veuillez indiquer si cette volonté vise le marché de la grande industrie.

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme.**

1.10 Veuillez indiquer si la concrétisation de la volonté d'HQD de remplacer le mazout par l'électricité affectera la viabilité du marché du mazout et la viabilité technique de la bi-énergie. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.4.**

Question 2 :

Référence :

(i) HQD-1, document 2.2, p. 63

Préambule :

Le Distributeur apporte trois changements méthodologiques à son modèle de prévision dont le déploiement accéléré des ampoules DEL et l'abaissement des températures de consignes.

14 Par le biais des données du chauffage électrique, principalement la consommation unitaire,
15 le Distributeur peut intégrer l'impact de l'abaissement de température de consigne qui a été
16 mesuré par sondage.

17 Quant à l'éclairage, l'efficacité de l'usage est modulée et ajustée afin de tenir compte d'un
18 déploiement accéléré des lumières DEL, ce qui a devancé le gain d'efficacité prévu à plus
19 long terme.

«

»

Questions :

2.1 Veuillez présenter et justifier les hypothèses utilisées par le Distributeur quant à la vitesse de déploiement des ampoules DEL. Veuillez présenter le taux de pénétration et l'impact sur le besoin en puissance pour chacune des années du plan.

Réponse :

1 Le Distributeur ne définit pas de taux de pénétration des ampoules DEL aux
 2 fins de sa prévision de la demande. Il s'appuie plutôt sur un positionnement
 3 de l'évolution de l'intensité énergétique de l'usage éclairage. Les hypothèses
 4 utilisées reposent, d'une part, sur l'information provenant de l'*Energy*
 5 *Forecasting Group*, laquelle est adaptée au contexte du Québec, notamment
 6 en prenant en compte des effets croisés plus importants, et d'autre part, sur
 7 les résultats présentés au rapport d'évaluation du programme *Produits Mieux*
 8 *consommer – Éclairage résidentiel*. La baisse attendue de l'intensité de
 9 l'éclairage inclut donc implicitement un déploiement des ampoules DEL.

10 Le tableau R-2.1 présente une estimation de l'impact sur les besoins en
 11 puissance à la pointe d'hiver de l'évolution de l'intensité énergétique de
 12 l'éclairage par rapport à l'hiver de référence 2014-2015.

TABLEAU R-2.1 :
 IMPACT EN PUISSANCE DE L'ÉCLAIRAGE (MW)

2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
-54	-70	-81	-93	-105	-115	-124	-133	-142	-150

13 L'impact sur la demande en énergie est présenté en réponse à la
 14 question 1.6-b de la demande de renseignements de SÉ-AQLPA à la pièce
 15 HQD-3, document 8.

2.2 Veuillez présenter et justifier les hypothèses utilisées par le Distributeur quant à l'abaissement de la température de consigne. Veuillez présenter l'évolution de la température de consigne utilisée pour chacune des années du plan. Si un effritement de la température de consigne est utilisé, veuillez le justifier et indiquer si un effritement a pu être mesuré par le Distributeur à ce jour.

Réponse :

16 L'impact et les hypothèses reliés à l'abaissement de température de consigne
 17 pour l'année 2016 sont présentés aux réponses aux questions 13.1 et 13.3 de
 18 la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-16,
 19 document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016. Pour l'année 2017, le
 20 Distributeur pose l'hypothèse que les clients conserveront le même
 21 comportement face à l'abaissement de température. Pour les années 2018 et
 22 suivantes, le Distributeur adopte une approche prudente concernant la
 23 pérennité du comportement d'abaissement de température dans le temps et
 24 intègre un effritement graduel de ce comportement sur la période du Plan.

1 Le tableau R-2.2 donne l'impact en énergie de l'abaissement de température
2 pour toutes les années du Plan.

TABLEAU R-2.2 :
IMPACT DE L'ABAISSEMENT DE LA TEMPÉRATURE DE CONSIGNE (GWH)

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
-1 030	-920	-810	-700	-590	-500	-410	-320	-270	-210

3 Les données réelles à ce jour ne permettent pas de mesurer un effritement de
4 ce comportement.

5 Voir également les réponses aux questions 2.1.1 et 2.2 de la demande de
6 renseignements du ROÉÉ à la pièce HQD-3, document 7.

Question 3 :

Référence :

- (i) R-3972-2016, HQD-1, document 1, p. 63

Préambule:

3 À l'instar des systèmes solaires PV, la technologie de stockage d'énergie évolue rapidement
4 alors que les coûts diminuent annuellement. L'avènement des véhicules électriques propulse
5 le développement de batteries et tous les grands constructeurs automobiles s'impliquent. Le
6 marché du stockage d'énergie au niveau résidentiel est en plein essor. Des systèmes de
7 stockage d'énergie de grande capacité destinés aux réseaux électriques sont également
8 développés pour faciliter l'intégration de la production d'énergie éolienne et solaire en
9 équilibrant les charges du réseau et en répondant aux besoins de pointe.

10 Le Distributeur restera vigilant face à la venue des technologies de stockage d'énergie,
11 qu'elles soient au niveau individuel aussi bien que collectif. De plus, le développement de
12 ces technologies à plus grande échelle permettra l'émergence de modèles d'affaires
13 auxquels il faudra répondre.

6.4. Mobilité électrique - Véhicules électriques

14 Le Plan d'action en électrification des transports et la Politique énergétique 2030 du
15 gouvernement du Québec sont clairs quant à l'intention du gouvernement d'utiliser
16 l'hydroélectricité, une énergie propre et renouvelable, pour propulser les transports et pour
17 que le Québec soit un précurseur en matière de mobilité durable. Environ 12 000 véhicules
18 hybrides et tout électriques circulent sur le territoire québécois en 2016. Cela représente
19 50 % de ce type de véhicules immatriculés au Canada. L'objectif du gouvernement du
20 Québec est d'atteindre 100 000 véhicules hybrides et tout électriques immatriculés en 2020.

[...]

- 27 Au fur et à mesure de la croissance du nombre de véhicules, les habitudes de recharge se
28 préciseront. On estime à environ 90 % les recharges qui se feront à domicile et à 10 % les
29 recharges à des bornes privées, commerciales ou publiques.

Questions :

3.1 Veuillez indiquer à combien le Distributeur évalue le nombre de véhicules électriques ou hybrides rechargeables au Québec pour chacune des années du plan.

Réponse :

1 **Le tableau R-3.1 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-3.1 :
NOMBRE PRÉVU¹ DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES (VÉ)
ET HYBRIDES RECHARGEABLES (VÉHR) (MILLIERS)

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
13,7	22,0	35,2	56,0	88,2	136,9	186,9	236,9	286,9	336,9	386,9

¹ Nombre à la fin de l'année indiquée.

3.2 À combien le Distributeur évalue-t-il la contribution moyenne d'un véhicule électrique au besoin en puissance? Veuillez expliquer comment cette valeur a été obtenue.

Réponse :

2 **Aux fins de la prévision, le Distributeur retient une contribution moyenne d'un**
3 **véhicule électrique ou hybride rechargeable aux besoins en puissance à la**
4 **pointe d'hiver de 0,6 kW. Cette valeur découle d'un profil horaire diversifié de**
5 **recharge quotidienne d'un véhicule électrique moyen et des heures**
6 **d'occurrences des pointes d'hiver du réseau sous des conditions climatiques**
7 **historiques. Cette contribution moyenne retenue tient donc compte du fait que**
8 **la pointe d'hiver pourrait survenir le matin ou le soir.**

3.3 Veuillez indiquer si la prévision du besoin de puissance tient compte de la pénétration des véhicules électriques rechargeables.

Réponse :

9 **Voir les réponses aux questions 3.1, 3.2 et 3.6.**

3.4 Veuillez expliquer si cet usage avait été considéré dans le plan d’approvisionnement précédent.

Réponse :

1 **Le Distributeur avait considéré la pénétration des véhicules électriques et**
2 **hybrides rechargeables dans la prévision de la demande du *Plan***
3 ***d’approvisionnement 2014-2023.***

3.5 De quelle manière ce nouvel usage est-il intégré à la prévision?

Réponse :

4 **Puisque l’usage des véhicules électriques n’est pas présent en quantité**
5 **suffisante dans la demande historique retenue pour calibrer le modèle de**
6 **prévision, le Distributeur ne peut modéliser cet usage à partir d’intrants**
7 **technico-économiques. Pour cette raison, l’impact des véhicules électriques**
8 **sur la demande en énergie et en puissance est ajouté à la marge de la**
9 **prévision de la demande excluant les véhicules électriques.**

3.6 Veuillez en indiquer la contribution au besoin de puissance pour chacune des années du plan d’approvisionnement.

Réponse :

10 **Le tableau R-3.6 présente l’information demandée.**

TABLEAU R-3.6 :
CONTRIBUTION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES ET HYBRIDES RECHARGEABLES
AUX BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D’HIVER (MW)

2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
5	8	13	20	32	51	78	106	134	161	189

3.7 Veuillez élaborer sur les avenues étudiées par le Distributeur pour limiter l’impact de la croissance du parc de véhicules électriques sur le besoin en puissance pour ce qui est de la recharge à domicile, laquelle est fort susceptible de se faire à l’heure de pointe du soir.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 51.4 de la demande de renseignements n° 2 de la**
12 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016.**

3.8 Veuillez indiquer l'état de la réflexion et les anticipations du Distributeur sur l'apport du stockage à grande échelle (e.g. Esstalion et autres) ou à petite échelle (e.g. chez les clients résidentiels et commerciaux) sur le bilan en puissance.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur poursuit sa réflexion quant à l'intégration de l'impact des**
2 **technologies de stockage à grande et petite échelle à son bilan, que ce soit**
3 **sur la prévision de la demande ou sur les moyens d'approvisionnement.**
4 **Voir également la réponse à la question 8.1 de la demande de renseignements**
5 **de l'UC.**

Question 4 :

Références :

- (i) R-3980-2016, B-0043, HQD-10, document 1, p. 13
- (ii) R-3980-2016, B-0085, HQD-16, document 9, pp. 7 et 8
- (iii) R-3980-2016, B-0108, HQD-16, document 1.3, p. 58

Préambule :

(i)

Chauffe-eau à trois éléments

À la suite de discussions avec des intervenants du marché, le Distributeur a effectué un sondage auprès des clients afin d'identifier les causes sous-jacentes à la stabilité des ventes depuis 2014 malgré des efforts de promotion soutenus. La bonification du programme à l'intention des installateurs est donc reportée à l'automne 2016 et se poursuivra en 2017. Le Distributeur prévoit un budget de 2 M\$ et des impacts additionnels sur la demande en 17 puissance de 2,5 MW.

(ii)

2.3 Veuillez indiquer les taux de pénétration de la mesure entre les marchés de la nouvelle construction résidentielle et de la rénovation résidentielle.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Toutefois, le taux de pénétration global du chauffe-eau à trois éléments est de 4 %.

2.4 Veuillez indiquer si Hydro-Québec considère la possibilité d'offrir un incitatif financier à la clientèle pour stimuler son taux de pénétration dans le marché.

2.4.1 Sinon, pourquoi?

Réponse :

1 Actuellement, le Distributeur paie le surcoût de fabrication au manufacturier. Le Distributeur analyse la possibilité d'offrir un soutien promotionnel et financier aux entrepreneurs membres de la Corporation des maîtres mécaniciens en tuyauterie du Québec (CMMTQ) pour l'installation des chauffe-eau à trois éléments. La stratégie du Distributeur d'agir à la fois sur la demande et sur l'offre devrait contribuer à augmenter le taux de pénétration de ces chauffe-eau.

(iii)

30.5 Veuillez détailler les activités consacrées au CE3É en 2016 pour le budget anticipé de 2 M\$.

Réponse :

Le budget de 2 M\$ prévu pour 2016 inclut le surcoût payé au fabricant et la mise en place d'un incitatif aux installateurs. Toutefois, à la suite du sondage, le Distributeur retarde le déploiement de cet incitatif et mise au préalable sur l'augmentation de la notoriété des chauffe-eau à trois éléments.

Questions :

4.1 Veuillez présenter et justifier les hypothèses utilisées par le Distributeur quant au taux de pénétration des chauffe-eau à trois éléments pour chacune des années du plan.

Réponse :

1 **Le taux de pénétration annuel considéré par le Distributeur correspond à 25 %**
2 **du marché de remplacement des chauffe-eau de 60 gallons.**

4.2 Veuillez indiquer la contribution correspondante à la réduction du besoin en puissance pour chacune des années du plan.

Réponse :

3 **L'impact en puissance des chauffe-eau à trois éléments à l'horizon du plan est**
4 **estimé à 20 MW.**

Question 5 :

Référence :

(i) HQD-1, document 1, pp. 18 et 19

Préambule :

« À plus long terme, le Distributeur mise sur des stratégies visant des changements de comportement durables et la transformation de marché. À cet effet, le Distributeur interviendra auprès des organismes compétents pour faire évoluer les normes et codes en efficacité énergétique. »

Questions :

5.1 Veuillez indiquer les normes et codes par rapport auxquels le Distributeur voit un potentiel significatif d'amélioration de la demande en puissance à moyen et long terme.

Réponse :

1 **Le rehaussement de normes ou codes de performance énergétique permet**
2 **des gains en puissance et, incidemment, en énergie.**

3 **Tous les potentiels d'amélioration des normes et codes sont importants. Un**
4 **gain marginal, tel que celui d'ampoules efficaces, mais dont le marché se**
5 **quantifie en millions d'unités, est tout aussi important qu'un gain plus**
6 **important dans un marché plus restreint.**

7 **Le Distributeur rappelle que des normes ou codes plus contraignants sont**
8 **adoptés lorsqu'ils reflètent la pratique courante. À titre d'exemple, les**
9 **programmes d'efficacité énergétique ont grandement favorisé l'adoption de**
10 **certain produits d'éclairage efficace, notamment les DEL. Des travaux sont**
11 **en cours afin que le code modèle du bâtiment et les normes d'éclairage**
12 **reflètent la transformation du marché de l'éclairage depuis l'introduction des**
13 **DEL et d'autres produits d'éclairage efficace.**

14 **Le Distributeur précise que ses engagements sont guidés par les besoins**
15 **d'évolution des normes et codes dans le marché. Par ailleurs, l'impact**
16 **énergétique de sa contribution à l'évolution des normes et codes est**
17 **reconnue a posteriori dans le cadre d'évaluations.**

5.2 Veuillez indiquer les normes et codes par rapport auxquels le Distributeur envisage des changements affectant le besoin en puissance sur l'horizon du plan.

Réponse :

18 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.3 Veuillez élaborer sur les actions concrètes du Distributeur pour identifier des pistes d'amélioration des normes et en faire la promotion.

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.4 Veuillez indiquer les normes et codes qui ont été modifiés au cours des 5 dernières années et qui ont un impact sur les besoins en énergie et en puissance.

Réponse :

- 1 L'information demandée est présentée au tableau R-5.4.
- 2 Des ingénieurs d'Hydro-Québec ont joué un rôle actif au sein des comités
- 3 responsables de l'élaboration de nouvelles normes ou lors de la mise à jour
- 4 de normes existantes réalisée par des comités de travail dont les membres
- 5 sont réunis par la CSA.

TABLEAU R-5.4 :
NORMES RELATIVES À LA PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE
ÉLABORÉES EN COLLABORATION AVEC LE DISTRIBUTEUR

Comité	Numéro	Titre	Année de publication	Norme
Bâtiment	CAN/CSA-A440.2-14/A440.3	Rendement énergétique des systèmes de fenêtrage / Guide d'utilisation de la CSA A440.2-14, Rendement énergétique des systèmes de fenêtrage	2014	Nouvelle édition
CVCA	CSA C656-14	Norme de rendement des climatiseurs et des thermopompes à deux blocs et monoblocs	2014	Nouvelle édition
CVCA	CAN/CSA-C657	Rendement énergétique des appareils de réfrigération commerciaux	2015	Nouvelle édition
CVCA	CAN/CSA-C742	Performances énergétiques des machines à glaçons automatiques et des réserves de glaçons	2015	Nouvelle édition
CVCA	(CSA) C873 SERIES	Building energy estimation methodology	2015	Nouvelle norme
Énergie renouvelable	CAN/CSA-C448	Conception et installation des systèmes géothermiques	2013	Nouvelle édition
Énergie renouvelable	CSA C748	<i>Performance of direct-expansion (DX) ground-source heat pumps</i>	2013	Nouvelle édition
Éclairage	CSA C866	Rendement des luminaires à DEL	2012	Nouvelle norme
Éclairage	CAN/CSA-C862	Performances des lampes à incandescence à réflecteur	2012	Nouvelle édition
Éclairage	CAN/CSA-C870	Performance des lampes standards	2012	Nouvelle édition
Éclairage	CAN/CSA-C871	Tenue en service des ampoules de remplacement à DEL	2013	Nouvelle norme
Éclairage	CAN/CSA-C875	Rendement des lampes directionnelles standards	2013	Nouvelle norme
Éclairage	CAN/CSA-C877	Performance énergétique des enseignes électriques portatives	2015	Nouvelle norme
Éclairage	CAN/CSA-C880	Rendement énergétique des enseignes électriques fixes	2015	Nouvelle norme
Éclairage	CAN/CSA-C654	Mesures de rendement des ballasts de lampe fluorescente	2014	Nouvelle édition
Éclairage	CAN/CSA-C863	Rendement énergétique des ballasts pour lampes à décharge à haute intensité (HID) et à vapeur de sodium basse pression (LPS)	2016	Nouvelle édition
Éclairage	CAN/CSA-C819	Performances des lampes fluorescentes pour utilisation générale	2016	Nouvelle édition
Éclairage	CAN/CSA-C870	Performance des lampes standards	2012	Nouvelle norme
Éclairage	CAN/CSA-C811	Performance des luminaires à grande hauteur pour éclairage	2013	Nouvelle édition
Résidentiel	CAN/CSA-C300	Performance énergétique et capacité des réfrigérateurs, des réfrigérateurs-congélateurs, des congélateurs et des refroidisseurs à vin	2012	Nouvelle édition
Résidentiel	CAN/CSA-C368.1	Rendement énergétique des climatiseurs individuels	2014	Nouvelle édition
Résidentiel	CAN/CSA-C373	Rendement énergétique et consommation d'eau des lave-vaisselle domestiques	2014	Nouvelle édition
Résidentiel	CAN/CSA-C388	Mesure du rendement énergétique et de la capacité des fours à micro-ondes électroménagers	2015	Nouvelle édition
Résidentiel	CAN/CSA-C749	Rendement énergétique des déshumidificateurs	2015	Nouvelle édition
Résidentiel	CAN/CSA-C828	Exigences relatives aux performances des thermostats dédiés au chauffage électrique par pièce	2013	Nouvelle édition
Industriel	CAN/CSA-C837	Surveillance et mesurage de la performance énergétique des systèmes d'air comprimé	2016	Nouvelle norme

Approvisionnements en puissance

Question 6

Référence :

- (i) HQD-1, document 2.1, p. 22

Préambule :

[157] Présenter, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, une étude détaillée, incluant une analyse économique, justifiant le besoin de recourir à des approvisionnements en puissance garantis, considérant que le bilan en puissance inclut déjà cette réserve.

HQD-1, document 1,
section 3.2

La section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1 ne présente pas de telle étude détaillée.

Question :

6.1 Veuillez fournir l'étude détaillée demandée par la Régie (décision D-2015-179) dont il est question à la référence, incluant une analyse économique, justifiant le besoin de recourir à des approvisionnements en puissance garantis, considérant que le bilan en puissance inclut déjà cette réserve.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle que le besoin de recourir à des approvisionnements**
2 **en puissance garantis découle de sa responsabilité à l'égard du respect du**
3 **critère de fiabilité. Pour assurer l'équilibre de son bilan en puissance,**
4 **plusieurs de ses approvisionnements comportent une garantie de puissance.**
5 **C'est le cas notamment du service d'intégration éolienne et des**
6 **approvisionnements en puissance. Ces approvisionnements ne requièrent**
7 **donc pas l'ajout d'une réserve au bilan.**
8 **Cependant, pour pouvoir inscrire au bilan de puissance les**
9 **approvisionnements ne comportant pas de garantie de puissance, comme par**
10 **exemple les petites centrales hydrauliques ou l'électricité interruptible, une**
11 **réserve doit être ajoutée. Cette réserve est calculée entre autres selon les**
12 **historiques de production, de pannes, ou encore les modalités de**
13 **programmes.**
14 **Le besoin de recourir à des approvisionnements garantis en puissance ne**
15 **s'appuie donc pas sur une analyse économique mais plutôt sur la nécessité**
16 **d'assurer la fiabilité des approvisionnements du Distributeur.**

Question 7 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, p. 25

Préambule :

(i)
« Le Distributeur introduit dans son modèle de fiabilité une modélisation de l’approvisionnement provenant des centrales à la biomasse, basée sur un taux de pannes historique calculé à partir des données de production, de même qu’une modélisation des petites centrales hydrauliques (PCH), basée sur la distribution de production réelle de ces centrales.

Plutôt que d’appliquer une réserve de 10 % uniformément, l’approvisionnement provenant des centrales à la biomasse est maintenant considéré comme une centrale avec son taux de panne. Le Distributeur retient un taux de panne de 7,5 %, calculé à partir d’un historique de cinq ans.

Quant aux PCH, la modélisation tient compte dorénavant de la spécificité des centrales, qui sont généralement de petites centrales au fil de l’eau. Pour cela, le Distributeur utilise la distribution cumulative de production réelle de ces centrales afin de capter leur disponibilité en puissance à la pointe d’hiver. De plus, un taux de panne de 4 %, calculé à partir d’un historique de cinq ans de production, est appliqué. Cette modélisation remplace le taux de réserve de 60 % qui était appliqué de façon uniforme. L’impact total de ces changements sur le taux de réserve est marginal.»

Questions :

7.1 Veuillez indiquer l’impact marginal sur le taux de réserve global et le besoin en puissance des ajustements apportés relativement aux centrales à la biomasse.

Réponse :

1 **L’impact sur le taux de réserve des changements apportés à la modélisation**
2 **des centrales à la biomasse ne dépasse pas 0,14 %. Quant à l’impact sur les**
3 **besoins en puissance, il ne dépasse pas 5 MW.**

7.2 Veuillez indiquer l’impact marginal sur le taux de réserve global de l’agrégation de l’ensemble des centrales à la biomasse en une seule versus le traitement de chaque centrale de manière individuelle.

Réponse :

4 **Les résultats de simulations montrent que les deux méthodes donnent**
5 **pratiquement le même taux de réserve.**

7.3 Veuillez présenter le taux de pannes historique de chacune des centrales à la biomasse sur les 5 dernières années.

Réponse :

1 **L'information par centrale ne peut être rendue publique.**

7.4 Veuillez présenter le calcul détaillé du taux de panne de 7,5%.

Réponse :

2 **Le Distributeur a utilisé la formule suivante pour le calcul du taux de panne :**

$$\begin{aligned} \textit{Taux d'arrêt forcé} \\ = ((\textit{nombre d'heures d'arrêt forcé})/(\textit{nombre d'heures en service} \\ + \textit{nombre d'heures d'arrêt forcé})) \times 100 \end{aligned}$$

7.5 Veuillez indiquer si ce taux de pannes de 7,5 % est pondéré pour tenir compte de la puissance disponible des installations?

Réponse :

3 **Le Distributeur a utilisé un taux de panne pondéré.**

7.6 Veuillez indiquer si le calcul du taux de panne de 7,5 % tient compte seulement des pannes en hiver ou de toutes les pannes de l'année.

Réponse :

4 **Le taux de panne tient compte de toutes les pannes de l'année.**

7.7 Veuillez indiquer l'impact marginal sur le taux de réserve global et le besoin en puissance des ajustements apportés relativement aux PCH.

Réponse :

5 **L'impact sur le taux de réserve des changements apportés à la modélisation**
6 **des PCH ne dépasse pas 0,09 %.**

7.8 Veuillez indiquer l'impact marginal sur le taux de réserve global de l'agrégation de l'ensemble des PCH en une seule centrale versus le traitement de chaque centrale de manière individuelle.

Réponse :

- 1 **Les résultats de la modélisation selon les deux approches devraient être,**
2 **somme toute, équivalents.**

7.9 Veuillez indiquer la disponibilité en puissance à la pointe d'hiver retenue par le Distributeur pour les PCH.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur a retenu la valeur de la puissance contractuelle.**

7.10 Veuillez indiquer comment ce niveau a été dérivé de la distribution cumulative de production réelle des centrales? Par exemple, s'agit-il du niveau minimal de production sur l'historique?

Réponse :

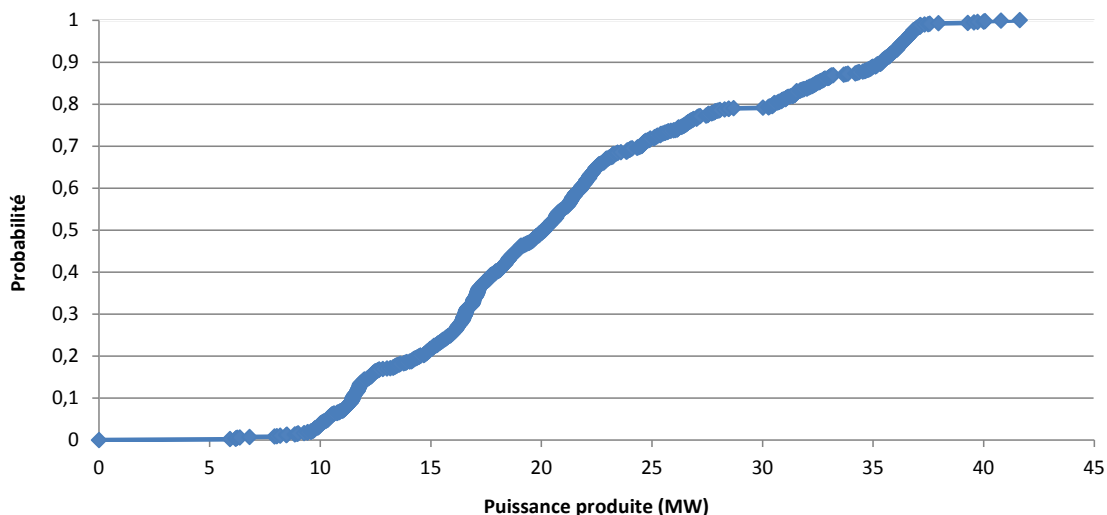
- 4 **Voir la réponse à la question 7.9.**

7.11 Veuillez présenter le graphique de la distribution cumulative de production réelle sur les cinq années considérées.

Réponse :

- 5 **La figure R-7.11 présente l'information demandée.**

**FIGURE R-7.11 :
DISTRIBUTION CUMULATIVE DE LA PRODUCTION RÉELLE DES PCH**



7.12 Veuillez indiquer le taux de pannes réel de chacune des PCH pour les 5 dernières années.

Réponse :

1 **L'information par centrale ne peut être rendue publique.**

7.13 Veuillez indiquer si le taux de pannes de 4% est pondéré par la puissance disponible (ou installée) des centrales.

Réponse :

2 **Le Distributeur a retenu un taux de panne de 4 % pour l'ensemble des**
3 **centrales.**

7.14 Veuillez indiquer si le taux de pannes de 4% tient compte seulement des pannes en hiver ou de toutes les pannes de l'année.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 7.13.**

7.15 Veuillez justifier l'application additionnelle d'un taux de pannes de 4 % alors que la distribution cumulative de production réelle est déjà le résultat de pannes réelles qui sont survenues.

Réponse :

5 **Considérant la particularité de ces centrales, le Distributeur a appliqué un**
6 **taux de panne de 4 % pour la période d'hiver seulement. L'hypothèse sous-**
7 **jacente à l'application d'un taux de panne est que l'indisponibilité en période**
8 **de pointe est due principalement aux contraintes hydrauliques (couvert de**
9 **glace).**

10 **Le Distributeur tient à préciser que la modélisation des PCH n'est pas**
11 **définitive puisque moins de 50 % du parc total était en service au 31 décembre**
12 **2015. Le Distributeur ajustera la modélisation de ces centrales pour tenir**
13 **compte des années réelles et des centrales en service.**

Question 8 :

Références :

- (i) HQD-1, document 2.3, pp. 34 et 35, tableaux 3D-6 à 3D-8
- (ii) HQD-1, document 1, p. 19, tableau 7
- (iii) D-2014-156
- (iv) HQD-1, document 2.3, p. 53
- (v) http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do
- (vi) R-3980-2016, HQD-16, document 3, réponse 1.1
- (vii) HQD-1, document 2.1, p. 17

Préambule :

(ii)
La FCEI évalue que si le Distributeur n'avait pas eu recours à l'option d'électricité interruptible en 2016-2017, il aurait eu à acquérir, après prise en compte du taux de réserve de 15% de l'électricité interruptible, environ 725 MW de puissance UCAP pour janvier 2017 et 25 MW pour février 2017.

(v)
Prix des enchères UCAP pour la zone HQ (\$US/kW-mois)

	Nov.	Déc.	Janvier	Février	Mars	Avril
13/oct/2016	0,49	0,72	1,00	1,04	0,50	0,39
10/nov/2016		0,80	0,95	0,99	0,39	0,25

(vi)

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

		AO 2014-01								RFP 2015	
		2014				2015				Janvier 2016	Février 2016
		Décembre	Janvier	Février	Mars	Décembre	Janvier	Février	Mars		
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 acquise	MW	350	750	750	750	500	500	500	500	150	150
Prix moyen offert	SUS / kW-mois	4,19	5,18	4,90	4,33	7,33	8,22	8,16	5,10	2,54	2,54
MIN	SUS / kW-mois	3,10	4,00	4,00	3,60	4,75	6,00	6,00	5,00	1,55	1,55
MAX	SUS / 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	SUS / 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	SUS / 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

Questions :

8.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer ou infirmer que les figures 3D-6, 3D-7 et 3D-8 sont établies sous l'hypothèse que les clients de l'option d'électricité interruptible ne sont pas interrompus. Veuillez présenter les données sous-jacentes à ces tableaux.

Réponse :

1 **Dans sa planification, le Distributeur ne prévoit pas de contribution en énergie**
2 **en provenance du programme d'électricité interruptible. Les achats présentés**
3 **aux figures de la référence i sont ceux prévus pour répondre aux besoins**
4 **au-delà des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux inclus au**
5 **bilan en énergie de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006).**

8.2 Veuillez fournir le fichier Exigences 28-29-33.xls mentionné à la référence (vii).

Réponse :

6 **Le Distributeur a transmis ce fichier à la Régie lors du dépôt du Plan. Il sera**
7 **rendu disponible sur le *Système de dépôt électronique* de la Régie.**

8.3 Relativement au bilan en puissance de la référence (ii), veuillez confirmer que le taux de réserve utilisé pour l'électricité interruptible est de 15% tel qu'il apparaît à la référence (iii).

Réponse :

8 **Le Distributeur le confirme.**

8.4 Veuillez confirmer l'évaluation de la FCEI quant aux quantités de puissance UCAP à acheter pour l'hiver 2016-2017 si le Distributeur n'avait pas fait appel à l'électricité interruptible.

Réponse :

9 **Le Distributeur aurait acheté 725 MW à la fois pour les mois de janvier et**
10 **février.**

8.5 Considérant les prix UCAP pour les enchères dont les résultats ont été publiés le 13 octobre 2016 à la référence (v) et même en supposant un ratio prix payé/Encan mensuel de 5, veuillez confirmer qu'il aurait été plus économique d'avoir recours à de la puissance UCAP plutôt qu'à l'électricité interruptible pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

11 **Le Distributeur rappelle qu'il ne peut acquérir des quantités en puissance**
12 **directement du marché de New York. Lorsque des besoins en puissance sont**
13 **identifiés, il procède à un appel de propositions et retient les quantités**
14 **soumises les plus économiques. En conséquence, le Distributeur ignore les**
15 **prix qu'il aurait reçus lors d'un hypothétique appel de propositions.**

16 **Le Distributeur indique que lors du dernier appel d'offres de court terme**
17 **(A/O 2014-01), les prix moyen payés ont été comparables et même supérieurs**

1 à ceux de l'option d'électricité interruptible pour la période d'hiver, et ce, pour
2 des quantités inférieures.

3 **En complément, le Distributeur réfère l'intervenant au dossier R-3891-2014,**
4 **notamment à la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements**
5 **de la FCEI à la pièce HQD-2, document 3 (B-0013).**

8.6 Le bilan en puissance du Distributeur pour l'année 2017-2018 à la référence (ii) présente un besoin de 300 MW sur les marchés de court terme. La figure 3D-7 de la référence (i), montre que les besoins de puissance se manifestent en janvier et février. En supposant que ces données demeurent inchangées, veuillez indiquer si le Distributeur a l'intention d'acquérir la puissance de 300 MW pour l'ensemble des mois de décembre 2017 à mars 2018 ou seulement pour les mois de janvier et février.

Réponse :

6 **Le Distributeur effectue les achats de puissance UCAP pour les mois de**
7 **janvier et février uniquement.**

8.7 Veuillez indiquer la quantité minimale d'électricité interruptible qui devrait être retenue pour équilibrer le bilan en puissance 2017-2018 si le Distributeur faisait le choix de prioriser l'utilisation de la puissance UCAP plutôt que l'électricité interruptible. Veuillez indiquer la quantité de puissance UCAP qui serait alors requise pour chaque mois de l'hiver 2017-2018.

Réponse :

8 **Le Distributeur ne peut présumer des quantités et du prix offert qu'il recevrait**
9 **lors d'un éventuel appel d'offres pour de la puissance de court terme. Il ne**
10 **peut donc pas déterminer avec précision les quantités d'électricité**
11 **interruptible nécessaires afin d'équilibrer son bilan en puissance.**

8.8 Veuillez indiquer si le Distributeur considère devoir minimiser les coûts d'approvisionnement, notamment les coûts de puissance, intégrés aux tarifs de distribution.

Réponse :

12 **L'ensemble de la stratégie du Distributeur est établie de façon à minimiser les**
13 **coûts d'approvisionnement, dans le respect du contexte réglementaire et de**
14 **ses engagements contractuels. Les approvisionnements du Distributeur sont**
15 **approuvés par la Régie, font l'objet de suivis et le Distributeur doit démontrer**
16 **l'optimalité des approvisionnements retenus, notamment dans ses demandes**
17 **d'approbation des produits recherchés ou des contrats.**

- 1 Voir également la réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements
2 n° 2 de la Régie à la pièce HQTD-4, document 1.2 (C-HQT-HQD-0069) du
3 dossier R-3897-2014.

Question 9 :**Références :**

- (i) R-3891-2014, HQD-2, document 3, réponse 6.1
- (ii) R-3980-2016, HQD-16, document 3, réponse 1.1

Préambule :

(i)

« Questions :

6.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a effectué la comparaison économique de la solution qu'il propose avec les solutions alternatives suivantes. Le cas échéant, veuillez déposer ces analyses. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas avoir réalisé ces analyses.

Réponse :

La seule alternative à l'option d'électricité interruptible consiste à acquérir de la puissance sur les marchés de court terme. Toutefois, la capacité de ces marchés est limitée en raison des contraintes associées aux interconnexions avec les marchés limitrophes.

Le Distributeur rappelle que la puissance interruptible lui procure des avantages indéniables. D'une part, en raison de la localisation dans la zone Québec, l'option d'électricité interruptible assure des approvisionnements qui ne sont pas sujets aux contraintes des interconnexions avec les réseaux voisins. D'autre part, en raison du délai de 2 heures, l'option permet de faire face aux aléas climatiques qui surviennent parfois à très court terme.

»

(ii)

**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
Quantité offerte	MW	900	1175	1300	1300	600	600	600	900	450	450
Quantité acquise	MW	350	750	750	750	500	500	500	500	150	150
Prix moyen offert	SUS / kW-mois	4,19	5,18	4,90	4,33	7,33	8,22	8,16	5,10	2,54	2,54
MIN	SUS / kW-mois	3,10	4,00	4,00	3,60	4,75	6,00	6,00	5,00	1,55	1,55
MAX	SUS / 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	SUS / 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	SUS / 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

Questions :

9.1 Dans la mesure où le Distributeur limite ses achats UCAP à la capacité des interconnexions avec New York, soit 1 100 MW, veuillez confirmer que la puissance UCAP, à l'instar de l'électricité interruptible, n'est pas limitée par les contraintes des interconnexions avec les réseaux voisins. Dans ce même contexte, veuillez indiquer si les désavantages de UCAP par rapport à l'électricité interruptible mentionnés et 1 existe toujours et si oui veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Pour ses achats de UCAP, le Distributeur ne limite pas ses achats à la hauteur**
2 **de 1 100 MW, mais utilise cette valeur comme une estimation de la profondeur**
3 **du marché en puissance auquel il a accès.**

4 **Le Distributeur rappelle qu'il a recours à ces deux moyens, depuis plusieurs**
5 **années, pour combler ses besoins de court terme. Comme précisé à la**
6 **référence i, les deux moyens ont leurs caractéristiques propres et l'option**
7 **d'électricité interruptible présente une plus grande flexibilité à très court**
8 **terme que la puissance acquise sur les marchés de court terme. Voir**
9 **également la réponse à la question 9.2.**

9.2 Veuillez confirmer que le délai pour procéder à des achats d'énergie sur le marché de New York est inférieur à 2 heures. Sinon, veuillez indiquer quel est ce délai et produire les références appropriées.

Réponse :

10 **Le Distributeur confirme que le délai pour procéder à des transactions sur le**
11 **marché temps réel de New York est de 75 minutes avant l'heure. Toutefois, le**
12 **Distributeur indique que l'appel de l'énergie associée à un contrat de**

1 **puissance garanti (UCAP) doit être effectué 34 heures à l'avance, selon les**
2 **modalités des ententes en place, afin de permettre aux fournisseurs de placer**
3 **leurs quantités dans le marché DAM, dont le délai est beaucoup plus long que**
4 **celui du marché en temps réel, comme requis par le NYISO pour ce type de**
5 **produit.**

9.3 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer les facteurs qui, à la connaissance du Distributeur, font en sorte que le prix payé lors de l'appel d'offres est sensiblement supérieur au prix de l'encan mensuel.

Réponse :

6 **Le Distributeur rappelle qu'aucun marché de la puissance ne lui est**
7 **accessible. Il doit plutôt procéder par appel d'offres ou appel de propositions**
8 **pour ses achats de puissance sur les marchés de court terme. Le marché du**
9 **UCAP du NYISO est toutefois utilisé comme marché de référence par le**
10 **Distributeur.**

11 **Les prix payés plus élevés lors de l'acquisition de UCAP que ceux de l'encan**
12 **mensuel pourraient s'expliquer par la profondeur plus importante dans le**
13 **marché organisé du NYISO. Afin de maximiser les quantités disponibles, le**
14 **Distributeur voit à effectuer ses appels d'offres pour les produits du UCAP**
15 **avant la tenue des encans mensuels dans New York afin de s'assurer de la**
16 **disponibilité des quantités des contreparties intéressées à soumissionner**
17 **pour l'hiver à venir.**

9.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à des appels d'offres aux mois de septembre ou octobre lors des 5 dernières années. Le cas échéant, veuillez comparer les prix offerts et payés au prix des encans mensuels.

Réponse :

18 **Le Distributeur procède typiquement à ses appels d'offres en puissance court**
19 **terme à l'automne pour l'hiver qui suit, à l'exception de l'A/O 2014-01 où les**
20 **quantités furent octroyées en juillet. Pour la comparaison des prix offerts et**
21 **payés, voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements de**
22 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-16, document 3 (B-0076) du dossier R-3980-2016,**
23 **ainsi que la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements de**
24 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-15, document 4 (B-0086) du dossier R-3905-2014.**

Question 10 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, p. 23

Préambule :

« L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manoeuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins. Elle est établie sur la base des conditions suivantes :

- l'existence d'un marché de puissance ;
- la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance ;
- la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser et accessibles au Distributeur.

Le Distributeur suit de près les démarches de l'IESO visant à étudier la reconnaissance des exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. L'entente annoncée le 21 octobre 2016, en vertu de laquelle l'IESO fournira 500 MW de puissance à Hydro-Québec en hiver, n'aura pas d'impact sur le bilan du Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur demeure à l'affût du développement des projets d'interconnexion entre le Québec et les États-Unis. Cependant, les incertitudes autour de ces différents projets ne permettent pas au Distributeur d'accroître le potentiel de contribution des marchés de court terme pour l'instant.

Le Distributeur demeure prudent quant à l'estimation des capacités des interconnexions et ne peut se permettre une surévaluation de la contribution potentielle des marchés de court terme au risque de ne pouvoir acquérir la puissance requise afin de respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

En conséquence, le Distributeur suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme pourraient contribuer pour un maximum de 1 100 MW provenant principalement du marché de New York, ce qui correspond à la capacité des interconnexions en mode import. » (Note de bas de page omise et nos soulignés)

Questions :

10.1 Veuillez fournir la marge de manoeuvre (en MW) dont dispose la zone d'équilibrage du Québec pour chaque hiver de l'horizon du plan d'approvisionnement et ce, en tenant compte des 500 MW fournis par l'IESO à la zone du Québec.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur ne connaît pas la marge de manoeuvre de la zone de réglage**
2 **sur la période du Plan.**

1 **Toutefois, le Distributeur réfère l'intervenante à l'évaluation de fiabilité**
2 **déposée au NPCC 2016 Québec Balancing Authority Area – Interim Review of**
3 **Resource Adequacy, disponible à l'adresse suivante :**

4 **https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2016%20Québec%20Interim%20Review_approvedbyRCCpaf.pdf**
5

10.2 Veuillez justifier la position du Distributeur selon laquelle la contribution des marchés de court terme en puissance (pour un maximum de 1 100 MW) ne prévoit aucune contribution en provenance de la zone d'équilibrage du Québec.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 8.1 de la demande de renseignements de l'ACEF**
7 **de Québec, à la pièce HQD-3, document 2.**

10.3 Veuillez indiquer, avec références à l'appui, si le critère de fiabilité en puissance du NPCC exige que la contribution des marchés de court terme soit totalement garantie à 100 %.

Réponse :

8 **Dans les évaluations de fiabilité, le critère du NPCC exige que les ressources**
9 **en provenance des réseaux limitrophes soient limitées aux achats de**
10 **puissance ferme. Dans le *Regional Reliability Reference Directory #1 –***
11 ***Design and Operation of the Bulk Power System* du NPCC, l'article 3.4.3 de**
12 **l'appendice D stipule que :**

13 ***In the calculation of available resources, supply-side resources from***
14 ***neighboring systems are limited to firm capacity backed purchases.***

15 **Ce document est disponible à l'adresse suivante :**

16 **[https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001](https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf)**
17 **[_GJD.pdf](https://www.npcc.org/Standards/Directories/Directory_1_TFCP_rev_20151001_GJD.pdf).**

Question 11 :

Référence :

- (i) HQD-1, document 1, p. 19, tableau 7

Préambule :

Le bilan en puissance présente une contribution des nouvelles interventions de gestion de la demande en puissance de 300 MW de 2020-2021 à 2025-2026.

Questions :

11.1 Veuillez justifier de ne présenter aucune nouvelle intervention de gestion de la demande en puissance entre 2021 et 2026.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'inscrit à son bilan que les moyens dont les caractéristiques**
2 **répondent à ses besoins et dont la rentabilité est assurée. Pour l'instant,**
3 **aucune nouvelle intervention en gestion de la demande en puissance ne**
4 **répond à ces critères.**

Approvisionnements en énergie

Question 12 :

Référence :

- (i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2015_3mai2016.pdf

Préambule :

La FCEI comprend que lorsqu'il procède à des achats de court terme, le Distributeur détermine dans un premier temps les quantités qu'il souhaite acheter pour une période visée. Une fois cette quantité déterminée, il procède aux achats soit par des transactions bilatérales soit par des achats sur les bourses d'énergie.

Autant le choix des quantités achetées à chaque moment que les prix payés ont un impact important sur le coût des approvisionnements.

Les questions de la FCEI visent à comprendre comment le Distributeur procède pour minimiser les prix payés, une fois les quantités requises établies.

Questions :

12.1 Outre le recours à des appels d'offres, veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'une stratégie afin de minimiser le prix payé pour les achats de court terme. Le cas échéant, veuillez décrire cette stratégie.

Réponse :

1 **Le Distributeur compare l'ensemble de ses moyens afin d'approvisionner les**
2 **besoins identifiés, incluant notamment le contrat cyclable, les prix anticipés**
3 **sur les bourses énergétiques, les contreparties, l'appel d'énergie associée**
4 **aux contrats de puissance, et ce, afin de trouver la combinaison de moyens la**
5 **plus économique.**

12.2 Afin de bien comprendre la séquence et les circonstances ponctuelles entourant les achats effectués par le Distributeur sur les marchés de court terme, veuillez produire le suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur pour 2015 (référence i) en format Excel et y ajouter :

12.2.1 l'heure à laquelle la transaction a été conclue

12.2.2 l'interconnexion par laquelle transite l'énergie le cas échéant.

12.2.3 le niveau d'importation en provenance de NY (en MW) pour les heures visées par la transaction au moment de la transaction;

12.2.4 le niveau des exportations du Québec vers NE pour les heures visées par la transaction au moment de la transaction.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 1 du**
7 **RNCREQ à la pièce HQD-3, document 6.1.**

Question 13 :**Référence :**

(i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2014_12_mai2015.pdf

Préambule :

À la référence (i), on peut observer que les 1^{er} et 2 janvier 2014, le Distributeur a procédé à deux transactions bilatérales avec le Producteur visant la journée du 3 janvier 2014 pour des quantités respectives de 1 404 et 800 MWh.

On peut également constater qu'en date du 1^{er} et du 2 janvier 2014, le Distributeur avait réalisé trois transactions sur la bourse NY ISO pour des quantités d'énergie respectives de 2 280, 14 507, et 7 133 MWh pour un total de 23 920 MWh soit 997 MW par heure.

La FCEI en conclut donc qu'il restait plus de 100 MW de capacité disponible pour importation depuis NY.

Questions :

13.1 Veuillez indiquer si la capacité d'importation depuis NY était saturée au moment d'effectuer les deux transactions avec le Producteur. Dans l'affirmative, veuillez réconcilier votre réponse avec l'information présentée en préambule.

Réponse :

1 **La capacité d'importation depuis New York était saturée pour les heures**
2 **visées par les transactions avec le Producteur, soit la pointe du matin et celle**
3 **du soir. En cas d'importation sur le marché de New York, le Distributeur doit**
4 **respecter un taux de rampe sur les heures de début et de fin d'une**
5 **transaction. Ce phénomène explique la différence observée entre le volume**
6 **importé théorique (24 x 1 100 MW) et les quantités d'énergie acquises par le**
7 **Distributeur.**

13.2 Si la capacité d'importation n'était pas saturée, veuillez justifier d'avoir transigé avec le Producteur plutôt que d'avoir acquis l'énergie sur le marché de NY.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 13.1.**

13.3 Veuillez indiquer quels étaient les prix du marché à NY pour le produit visé par la transaction avec le Producteur au moment de procéder aux transactions avec le Producteur.

Réponse :

9 **Le Distributeur présente au tableau R-13.3, à titre indicatif, le prix horaire du**
10 **marché de New York au 3 janvier 2014. En effet, il rappelle que la capacité**
11 **d'importation depuis le marché de New York était saturée pour les heures**
12 **visées par les transactions avec le Producteur. Ce marché ne pouvait donc**
13 **pas servir de référence pour ces transactions.**

TABLEAU R-13.3 :
PRIX HORAIRE DU MARCHÉ DE NEW YORK AU 3 JANVIER 2014

DATE	HEURE	(DAM HQ + TSC NYPA- HQ + NTAC + SC NYISO) * T (\$/MWh)
2014-01-03	1	81,76
2014-01-03	2	110,43
2014-01-03	3	116,83
2014-01-03	4	109,85
2014-01-03	5	103,91
2014-01-03	6	139,26
2014-01-03	7	175,76
2014-01-03	8	207,02
2014-01-03	9	177,17
2014-01-03	10	187,89
2014-01-03	11	193,56
2014-01-03	12	188,91
2014-01-03	13	186,16
2014-01-03	14	167,53
2014-01-03	15	159,16
2014-01-03	16	157,78
2014-01-03	17	227,57
2014-01-03	18	302,51
2014-01-03	19	270,33
2014-01-03	20	228,00
2014-01-03	21	197,07
2014-01-03	22	193,22
2014-01-03	23	190,19
2014-01-03	24	71,71

1 **Le Distributeur souligne que cette information est disponible publiquement**
 2 **sur le site de la Régie dans les suivis de l’entente globale cadre à l’adresse**
 3 **suiivante :**
 4 **http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2013-206.html**

13.4 Le tableau de suivi détaillé indique un prix moyen pour chaque transaction. Veuillez indiquer pourquoi il est fait référence à un prix moyen plutôt qu’à un prix? Est-ce qu’une transaction peut comporter un profil de prix en fonction de chaque heure de la transaction ou est-ce que la transaction indique un seul prix applicable à toutes les heures de la transaction?

Réponse :

5 **Pour une transaction sur les bourses d’énergie, les prix varient de façon**
 6 **horaire et le prix moyen représente donc le prix moyen pondéré par les**
 7 **quantités acquises pour la transaction totale.**

8 **Dans le cas des transactions bilatérales, les volumes d’une transaction sont**
 9 **généralement au même prix pour toutes les heures d’une journée. Toutefois,**
 10 **le prix peut varier à l’intérieur d’une même transaction. Par exemple, une**
 11 **transaction pourrait être réalisée pour les deux jours de la fin de semaine**
 12 **mais le prix moyen peut refléter des prix différents pour les journées du**
 13 **samedi et du dimanche. Le rapport présente alors le prix moyen pondéré des**

1 **quantités acquises pour chacune de ces deux journées, car elles ont été**
2 **acquises au cours de la même transaction.**

Question 14 :

Référence :

- (i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2015_3mai2016.pdf

Préambule :

Le 5 janvier 2015, le Distributeur a réalisé avec le Producteur une transaction de 13 150 MWh pour un produit de pointe visant la journée du 7 janvier. Le prix de référence pour cette transaction est celui du marché de la Nouvelle-Angleterre.

Pour la journée du 7 janvier, les achats sur la bourse NY ISO totalisaient 7 270 MWh pour une puissance en importation de 302 MW. La FCEI comprend qu'il restait donc un potentiel d'importation disponible depuis NY.

On peut observer la même situation pour d'autres dates. Par exemple, le 8 janvier 2015.

Questions :

14.1 Veuillez indiquer pourquoi le marché de référence pour la transaction de 13 150 MWh avec le Producteur est le marché de la Nouvelle-Angleterre alors que le marché de NY était accessible au moment de la transaction?

Réponse :

3 **La transaction avec le Producteur a été réalisée pour la période de pointe et**
4 **les quantités étaient plus importantes durant les heures de très fine pointe du**
5 **soir, au moment même où le potentiel d'importation du marché de New York**
6 **était utilisé à pleine capacité. Le Distributeur a donc utilisé le marché de**
7 **référence de la Nouvelle-Angleterre pour refléter la transaction avec le**
8 **Producteur. Voir aussi la réponse à la question 13.1.**

14.2 Veuillez indiquer quels étaient les prix du marché à NY au moment de procéder aux transactions avec le Producteur.

Réponse :

1 Le Distributeur présente au tableau R-14.2, à titre indicatif, le prix horaire du
 2 marché de New York au 7 janvier 2015. En effet, il rappelle que la capacité
 3 d'importation depuis le marché de New York était saturée pour les heures
 4 visées par la transaction avec le Producteur. Le marché de New York ne
 5 pouvait donc pas servir de référence pour cette transaction.

TABLEAU R-14.2 :
PRIX HORAIRE DU MARCHÉ DE NEW YORK AU 7 JANVIER 2015

DATE	HEURE	(DAM HQ + TSC NYPA- HQ + NTAC + SC NYISO) * T (\$/MWh)
2015-01-07	1	40,12
2015-01-07	2	40,40
2015-01-07	3	41,13
2015-01-07	4	39,71
2015-01-07	5	44,65
2015-01-07	6	42,06
2015-01-07	7	57,15
2015-01-07	8	75,11
2015-01-07	9	78,02
2015-01-07	10	56,74
2015-01-07	11	48,01
2015-01-07	12	58,53
2015-01-07	13	49,66
2015-01-07	14	49,42
2015-01-07	15	46,47
2015-01-07	16	28,13
2015-01-07	17	188,66
2015-01-07	18	194,69
2015-01-07	19	176,83
2015-01-07	20	163,92
2015-01-07	21	148,09
2015-01-07	22	136,12
2015-01-07	23	89,14
2015-01-07	24	57,82

6 Le Distributeur souligne que cette information est disponible publiquement
 7 dans les suivis de l'entente globale cadre :

8 http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2013-206.html

14.3 Si la capacité d'importation depuis NY n'était pas saturée, veuillez justifier d'avoir transigé avec le Producteur plutôt que d'avoir acquis l'énergie sur le marché de NY.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 14.1.