

**COMPLÉMENTS DE RÉPONSES  
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
AUX QUESTIONS 2.9, 3.2 ET 18.2  
DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE L'AHQ-ARQ**



## PRÉVISION POUR LES CHÂÎNES DE BLOC

2. **Références :** (i) B-0007, page 15, lignes 1 à 6;  
(ii) B-0007, page 39, lignes 12 à 17;  
(iii) R-4045-2018, B-0058, page 27, lignes 1 à 4;  
(iv) R-4045-2018, A-0074, pages 293 et 294;  
(v) R-4096-2019, C-AHQ-ARQ-0018, pages 47 à 50;  
(vi) D-2019-052, page 47, par. 183 et page 72, par. 291;  
(vii) R-4041-2018, B-0025, pages 17 et 18;  
(viii) R-4041-2018, B-0038, page 8, réponse 2.4;  
(ix) B-0009, page 33, lignes 5 à 9.

### Préambule :

(i) « *La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision des besoins en énergie. Cette prévision inclut la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance tels que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas pris en compte dans la prévision des besoins en puissance.* » (Nous soulignons)

(ii) « *L'écart négatif observé à l'hiver 2018-2019 par rapport à l'État d'avancement 2018 découle du conflit de travail chez ABI. La reprise des activités, le traitement différent de l'effacement des besoins à la pointe des chaînes de blocs précédemment intégrés à la prévision de même que les ventes accrues et retardées au développement de marchés et la révision à la hausse de la croissance de base contribuent à expliquer les écarts positifs culminant à +953 MW sur la période couverte par les hivers 2019-2020 à 2025-2026.* » (Nous soulignons)

(iii) « *La charge anticipée et l'effacement associés à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ont été inclus dans les besoins du Distributeur et de ce fait, l'effacement de la charge n'est pas présenté dans les moyens du Distributeur.* »

(iv) « *Alors, ma question est : Qu'est-ce que vous voulez dire par « mitiger les impacts sur ses bilans en puissance et en énergie »? Et est-ce que je comprends bien lorsque je comprends que ça confirme que l'effacement de cette clientèle-là n'apparaîtra pas au bilan en puissance de la même façon que les volumes interruptibles apparaîtront et les volumes, gestion de la pointe, les programmes gestion de la pointe apparaîtront? J'ai bien compris qu'ils n'apparaîtront pas de la même façon? Puis pourquoi est-ce que cet effacement-là n'apparaîtrait pas de la même façon?*

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, ça va avoir exactement le même effet sur le bilan. Donc, l'effet net est exactement identique. Je rappelle que, pour la clientèle interruptible, donc ce qui est... ou pour la clientèle qui souscrit à la gestion de la demande en puissance, ce qu'on inscrit du côté de la demande, c'est notre engagement vis-à-vis du client. Et à chaque année, le client va renouveler son adhésion au programme d'électricité interruptible, par exemple. Et on va inscrire cette contribution comme étant une ressource. Donc, il a mettons mille mégawatts (1000 MW) de demande, puis on va dire qu'on a une moyenne disponible de mille mégawatts (1000 MW). Dans le cas de cette clientèle ici, on dit, on va tout de suite, au niveau de la demande, comme c'est intrinsèque au contrat, je vais le dire comme ça, au contrat avec le client, qu'il est interruptible, bien, on va faire en sorte que, dans le profil de la charge du client, on va tout de suite tenir compte qu'il ne sera pas présent pendant ces trois cents (300) heures là. Donc, on n'aura pas besoin de le traiter du côté ressource dans le bilan en puissance. Évidemment, l'effet net est le même. » (Nous soulignons)

(v) L'AHQ-ARQ présente sa compréhension de l'effet sur la clientèle du Distributeur du choix de ce dernier décrit à la référence (ii).

(vi) « [183] Le Distributeur souligne que tous les coûts de raccordement aux réseaux de distribution et de transport seront à la charge du soumissionnaire retenu qui aura conclu une entente.

[...]

[291] La Régie convient que ces garanties et conditions, incluant le fait que la totalité des coûts associés aux travaux de raccordement aux réseaux de transport et de distribution seront à la charge du client et perçus avant la réalisation des travaux, sont suffisantes et justifient l'absence de critère basé sur la capacité financière dans la grille de sélection proposée. » (Nous soulignons)

(vii) « Le Programme est offert à l'ensemble de la clientèle visée sur tout le territoire. L'objectif du Programme est de permettre au Distributeur d'inscrire à son bilan en puissance suffisamment de MW de façon à repousser un appel d'offres de long terme. Le Programme est ainsi calibré sur le coût évité de fourniture. Le Distributeur inclut les coûts évités en transport et distribution dans ses tests de rentabilité, puisqu'en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution. (Nous soulignons)

(viii) « Toute réduction de puissance générée par le Programme pourrait permettre de réduire la pression sur les besoins d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution, à moyen ou long termes. Il est donc justifié d'appliquer les coûts évités de transport et de distribution à toute cette puissance.

Comme invoqué à l'extrait cité au préambule (viii), et comme le Distributeur le rappelle en réponse à la question 2.1, seuls les investissements liés à la croissance de la demande sont utilisés aux fins de la détermination des coûts évités de transport et de distribution. » (Nous soulignons)

(ix) « Quant à la présentation des bilans, la différence réside dans le fait que, dans le bilan de la NERC contrairement à celui présenté au NPCC, les ventes fermes hors Québec s'inscrivent en réduction des ressources disponibles plutôt que de s'ajouter à la demande alors que les

moyens de gestion de la demande s'inscrivent en réduction de la demande plutôt que de s'ajouter aux ressources disponibles. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

[...]

- 2.9** Dans le cas du programme GDP affaires, veuillez concilier l'approche du Distributeur à la référence (i) avec ses affirmations aux références (vii) et (viii) selon lesquelles « *en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution* » et « *Toute réduction de puissance générée par le Programme pourrait permettre de réduire la pression sur les besoins d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution, à moyen ou long termes* ».

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

**Complément de réponse :**

2 **Concernant l'approche présentée à la référence (i), le Distributeur explique, en**  
3 **réponse à la question 2.1, qu'il a choisi d'inscrire la contribution en puissance**  
4 **des moyens qui sont sous son contrôle comme moyen de gestion, plutôt qu'en**  
5 **réduction directe de la prévision des besoins. La charge avant effacement est**  
6 **ainsi intégrée dans la prévision des besoins. Cette approche, qui n'a aucun**  
7 **impact sur le bilan en puissance, est utilisée tant pour un programme de GDP**  
8 **Affaires que pour l'effacement des chaînes de blocs.**

9 **Pour ce qui est des affirmations aux références (vii) et (viii), le Distributeur**  
10 **rappelle qu'il a amorcé des travaux avec le Transporteur afin d'analyser de**  
11 **façon plus poussée l'impact des différents moyens de GDP sur les besoins**  
12 **d'investissement sur le réseau. Cet exercice permettra au Distributeur**  
13 **d'enrichir sa réflexion quant à l'application des coûts évités**  
14 **d'approvisionnement, transport et distribution aux différents moyens de GDP,**  
15 **y compris le programme GDP Affaires.**

16 **Voir également la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements**  
17 **n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3 (B-0042) et le complément**  
18 **de réponse à la question 54.1 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.2.**

**PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION**

- 3. Références :** (i) B-0006, page 15, exigence no. 19;  
(ii) R-4096-2019, B-0013, page 15, tableau 4;  
(iii) B-0007, page 14, lignes 20 à 25;  
(iv) B-0007, page 30, lignes 9 à 11;  
(v) B-0007, page 31, tableau 2.2;  
(vi) B-0007, page 44, lignes 11 à 17;  
(vii) B-0007, page 44, tableau 2.13;  
(viii) R-3986-2016, B-0008, page 58, tableau 2D-6;  
(ix) R-4096-2019, A-0035, pages 104 et 105;  
(x) R-4057-2018, A-0063, pages 93 à 95.

**Préambule :**

(i) «

<p>19. Fournir l'historique depuis l'année 2001 des données annuelles suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• le volume de consommation patrimoniale ;</li> <li>• les taux de pertes de transport et de distribution ;</li> <li>• le volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ;</li> <li>• le volume d'électricité patrimoniale inutilisée.</li> </ul>	<p>HQD-2, document 3, tableau 9.1, pour les dix dernières années</p> <p>Voir la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), annexe 3A du dossier R-3864-2013 pour l'historique à partir de 2001</p>
---	---

»

(ii) «

**Tableau 4**  
**Taux de pertes de transport réels révisés des années 2005 à 2013**

Années	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Taux de pertes révisés	5,09 %	5,09 %	5,18 %	5,29 %	5,31 %	5,43 %	5,59 %	5,22 %	5,40 %

»

(iii) « *La détermination du taux de pertes globales prévisionnel s'appuie sur les valeurs observées au cours des dernières années. De plus, l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île a été pris en compte dans la prévision des besoins en énergie. Pour la période couverte par le Plan,*

le Distributeur estime que le taux moyen est d'environ 7,4 %. Ainsi, les pertes sont estimées à 12,6 TWh en 2019 et atteindront 13,7 TWh en 2029. » (Nous soulignons)

(iv) « Sur la période couverte par le Plan, le taux de pertes globales moyen retenu est de 7,4 % (tableau 2.2). Ce taux s'appuie sur les données réelles des dernières années et prend en compte l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île. » (Nous soulignons)

(v) «

**TABLEAU 2.2 :  
TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS**

En %	2019 <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de pertes global	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
Taux de pertes de transport	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Taux de pertes de distribution	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Notes:

<sup>1</sup> Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

»

(vi) « Dans le cadre des dossiers réglementaires du Transporteur, ce dernier a présenté les travaux effectués conjointement avec l'IREQ sur la détermination du taux de pertes de transport. Les constats de ces travaux sont présentés dans les dossiers R-4058-2018 et R-4096-2019.

La mise à jour des taux de pertes de transport a eu pour effet d'entraîner une révision historique des statistiques de besoins du Distributeur. À la suite de l'ensemble des ajustements effectués par le Transporteur, le Distributeur constate une amélioration du bilan des pertes globales, de transport et de distribution. » [notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

(vii) «

**TABLEAU 2.13 :  
HISTORIQUE DES TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION  
VALEURS RÉELLES**

En %	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Taux de pertes globales	7.5%	7.9%	7.7%	7.9%	8.1%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.5%
Taux de pertes de transport	5.3%	5.4%	5.6%	5.2%	5.4%	5.5%	5.4%	5.2%	5.4%	5.4%
Taux de pertes de distribution	2.1%	2.3%	2.0%	2.6%	2.5%	2.0%	2.1%	2.3%	2.1%	2.0%

»

(viii) «

**TABLEAU 2D-6 :  
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS<sup>1</sup>**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de pertes global	7,4%	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%	8,1%	7,8%	7,8%	8,1%	7,5%	7,3%
Taux de pertes de transport <sup>2</sup>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Taux de pertes de distribution <sup>2</sup>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

<sup>1</sup> Normalisés pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

»



(ix) « Et puis finalement vous aviez parlé des mises en service des projets structurants, des grands projets structurants ou des gros projets structurants comme vous les aviez identifiés, qui ont une influence significative. Vous avez donné l'exemple de Micoua-Saguenay où on s'est déjà parlé et Chamouchouane dont on a déjà parlé également. C'est exact?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui.

Q. [15] Et peut-être simplement pour nous parler de l'influence significative. Est-ce que vous pouvez nous donner un ordre de grandeur un par rapport à l'autre? Est-ce que Micoua-Saguenay versus Chamouchouane on parle d'une même ampleur ou le même niveau d'influence significative, sans tomber dans des chiffres précis?

R. On avait qualifié... Quand on avait présenté l'étude l'an passé, on avait dit que, à peu près avec une influence de point un pour cent (,1 %) sur le taux de pertes, on considérait que c'était significatif. Donc, Chamouchouane-Montréal était à point zéro huit (,08). Donc, il rentrait à peu près dans la catégorie. Micoua-Saguenay, je n'ai pas en tête le chiffre, là. Mais ça devrait être un petit peu inférieur à ça. C'est ça.

Q. [16] Un petit peu inférieur à Chamouchouane?

R. Oui.

Q. [17] D'accord. C'est dans les mêmes ordres de grandeur?

R. Oui, je qualifierais ça dans les mêmes ordres de grandeur. Parce que, après ça, les autres les plus faibles, on tombe à moins que point zéro cinq (,05) ou moins que point zéro quatre (,04). Donc ça devient petit.

Q. [18] D'accord. Alors, on prend notre point zéro huit (,08) comme point de référence, Chamouchouane. On est un peu en bas de point zéro huit (,08) de Chamouchouane quand on va parler de Micoua si j'ai bien compris votre réponse?

R. Je pense. » (Nous soulignons)

(x) « R. Si je vous réfère au tableau R-1.6 de la demande de renseignements numéro 3 de la Régie, HQD-14, Document 1.3 à la page 8. Je vous amène là un petit peu, là, je vous amène, là, un petit peu pour illustrer, dans le fond, on voit dans la ligne 11 « Besoin du Distributeur en térawattheure », les révisions que le Transporteur a faites des trois dernières années, ça fait que deux mille quinze (2015), deux mille seize (2016), deux mille dix-sept (2017), le point un pour cent (,1 %) de pourcentage d'augmentation du taux de perte globale que j'ai fait référence c'est un modèle. Nous, on a un modèle de taux de perte qui nous permet de faire une prévision pour les prochaines années et l'état d'avancement et ainsi de suite.

Dans ce modèle-là, juste bien comprendre, on utilise les statistiques, mais les besoins réguliers du Distributeur historiques et nos ventes réelles historiques pour, dans le fond, trouver les pertes globales faites de façon mensuelle, c'est-à-dire qu'on prend les... puis ce modèle-là, il utilise des données jusqu'à deux mille neuf (2009), ça fait qu'on remonte jusqu'en deux mille neuf (2009), on regarde les besoins réguliers du Distributeur, les ventes chez nos



*clients, ça nous donne les pertes globales puis c'est une régression dans le fond qui utilise ces données-là avec différentes autres variables, des variables, je dirais, associées à la température, des degrés-jours, on a même des variables dichotomiques dans ce modèle-là, et c'est ce modèle-là qui nous permet d'arriver au point un pour cent (,1 %). Ça fait que qu'est-ce qu'on a fait, c'est qu'on a remis à jour avec les nouvelles données du Transporteur les nouveaux besoins réguliers du Distributeur, ça fait qu'on a inséré, on a remplacé nos besoins réguliers du Distributeur qu'on avait dans notre modèle et c'est ça qui nous a résulté à cette nouvelle prévision-là qui est point un pour cent (,1 %) de plus que ce qu'on avait dans le fond au dossier et quand on a utilisé ce point un pourcentage-là (.1 %) de plus sur les besoins qu'on prévoyait, bien, ça nous a fait un delta en besoins dans notre prévision de cent soixante gigawattheures (260 GWh), et cette prévision-là a été envoyée à l'équipe de planification pour chiffrer combien de coûts d'approvisionnement ça pourrait résulter ce cent soixante gigawattheures là (160 GWh) et la réponse c'est cinq millions (5 M). » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

[...]

- 3.2** Veuillez fournir la valeur retenue par le Distributeur dans la prévision des besoins en énergie (en GWh) et la valeur résultante en puissance (MW), pour chaque année du Plan, pour tenir compte de « l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île », tel qu'indiqué à la référence (iii). Veuillez fournir les études ou les références permettant de justifier de telles valeurs annuelles.

**Réponse :**

1            **L'impact sur le réseau de transport de la mise en service de la ligne à 735 kV de**  
2            **la Chamouchouane-Bout-de-l'Île correspond à -167 GWh en énergie sur une**  
3            **période de 12 mois et à -43 MW en puissance à la pointe d'hiver. Ces valeurs**  
4            **ont été déposées par le Transporteur. À ce sujet, voir les réponses aux**  
5            **questions 11.3 et 11.4 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ du**  
6            **dossier R-4058-2018 à la pièce HQT-13, document 2.1 (B-0056).**

7            **Toutefois, le Distributeur ne retient qu'une partie de cet impact puisque les**  
8            **besoins du Distributeur correspondent à environ 80 % des besoins sur le**  
9            **réseau de transport. Sur la période 2020 à 2029, l'impact à la baisse sur le taux**  
10           **de pertes globales du Distributeur de la mise en service de la ligne à 735 kV de**  
11           **la Chamouchouane-Bout-de-l'Île est de -0,08 %, soit environ 140 GWh par**  
12           **année.**

**Complément de réponse :**

- 1            Le Distributeur présente au tableau R-3.2 l'impact, en énergie et en puissance,  
2            de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île sur les pertes globales.

**TABLEAU R-3.2 :  
IMPACT DE LA LIGNE À 735 KV DE LA CHAMOUCHOUANE-BOUT-DE-L'ÎLE  
SUR LES PERTES GLOBALES**

En GWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Impact en énergie</i>	-142	-145	-147	-148	-149	-148	-147	-147	-148	-147
En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<i>Impact en puissance</i>	-40	-40	-40	-40	-40	-40	-40	-40	-40	-40

**COÛTS ÉVITÉS**

- 18. Référence :** (i) B-0032, page 9, lignes 1 à 6;  
(ii) B-0024, page 19, tableau R-7.3;  
(iii) B-0024, page 19, lignes 17 à 23;  
(iv) B-0024, page 10, lignes 24 à 30.

**Préambule :**

(i) « *Aux fins des analyses économiques, les coûts évités sont sollicités pour aider à la prise de décision. L'application des coûts évités aux différents programmes de gestion de la puissance se base sur le service rendu par ces derniers. Contrairement aux programmes en efficacité énergétique, qui assurent un effacement permanent de la charge, les différents programmes de gestion de la demande en puissance n'assurent pas automatiquement un report des investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution.* »  
(Nous soulignons)

(ii) «

**TABLEAU R-7.3 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 777</b>	<b>39 381</b>	<b>39 939</b>	<b>40 292</b>	<b>40 561</b>	<b>40 805</b>	<b>41 008</b>	<b>41 028</b>	<b>41 252</b>	<b>41 487</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 439</b>	<b>43 112</b>	<b>43 756</b>	<b>44 211</b>	<b>44 562</b>	<b>44 863</b>	<b>45 095</b>	<b>45 127</b>	<b>45 378</b>	<b>45 641</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>										
<b>Approvisionnements planifiés</b>										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

»

(iii) « La part de la valeur du coût évité de transport associée à un programme est en partie tributaire de la disponibilité de ce programme au moment de la pointe globale du réseau. Ainsi, la contribution de chaque programme est évaluée selon ses modalités propres, afin de refléter sa contribution au bilan en puissance. Pour ce faire, on réduit le coût évité de transport du taux de réserve associé au programme aux fins de ce bilan. En effet, ce taux de réserve reflète la probabilité que le programme soit disponible au moment de la pointe, considérant notamment ses modalités. » (Nous soulignons)

(iv) « À l'instar du coût évité de transport, la considération d'un coût évité de distribution repose en partie sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de distribution au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur le réseau de distribution. Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements [note de bas de page omise] historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe. Les critères qui permettraient l'attribution de cette portion des coûts évités de distribution à un programme sont les mêmes que ceux invoqués pour les coûts évités de transport. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

[...]

**18.2** Pour chacun des sept moyens apparaissant sous la rubrique « *Gestion de la demande en puissance* » de la référence (ii), veuillez indiquer la probabilité que le moyen soit disponible au moment de la pointe annuelle, dans la mesure où le réseau en ait besoin.

**Réponse :**

1            Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de  
2            l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3.

**Complément de réponse :**

3            Comme l'a indiqué le Distributeur dans sa réplique aux contestations (B-0067),  
4            il ne dispose pas de l'information détaillée lui permettant de calculer la  
5            probabilité qu'un moyen soit disponible au moment de la pointe annuelle. Il ne  
6            s'agit pas d'une information fournie par les modèles d'analyse de fiabilité.  
7            Obtenir cette information nécessiterait du développement informatique, avec  
8            les coûts et les délais que cela comporte.

9            Le Distributeur croit opportun de rappeler brièvement la façon dont est établie  
10           le taux de réserve. Pour ce faire, des simulations sont faites avec le modèle  
11           d'analyse de fiabilité, avec et sans le moyen de GDP ou d'approvisionnement  
12           en puissance dont on souhaite établir le taux de réserve. Ce dernier est établi à  
13           partir de la différence de quantité requise de produit de puissance de court  
14           terme (UCAP) entre les deux scénarios.

15           Comme on peut le constater, le modèle ne permet pas de calculer la probabilité  
16           de disponibilité d'un moyen à la pointe. Le résultat en est toutefois un reflet. En  
17           effet, un moyen qui serait disponible en tout temps amènerait une réduction  
18           des besoins de UCAP plus importante, toute autre chose étant égale par  
19           ailleurs, qu'un autre disponible uniquement au cours de certaines plages fixes.

20           Dans le contexte plus précis de l'établissement des coûts évités (référence iii),  
21           la réduction de ces derniers en fonction du taux de réserve permet de refléter  
22           le fait que la mise en place d'un moyen amène une réduction partielle des  
23           besoins en puissance. Ainsi, par exemple, un moyen de 100 MW associé à un  
24           taux de réserve de 20 % amènera dans les faits une réduction des besoins en  
25           puissance de 80 MW. En supposant un coût évité d'approvisionnement de  
26           115 \$/kW, le coût évité associé à ce moyen serait de 9,2 M\$ (115 \$/kW × 80 MW).  
27           Pour plus de simplicité aux fins des analyses, le taux de réserve est appliqué à  
28           la valeur des coûts évités (115 \$/kW × 80 %), plutôt qu'au volume. Le  
29           raisonnement est le même en ce qui a trait aux coûts évités de transport et de  
30           distribution.