

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

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L’AHQ-ARQ À HQD

PRÉVISION POUR LES CHÂÎNES DE BLOC

1. **Références** : (i) B-0007, page 13, lignes 1 à 15;
(ii) B-0007, page 57, tableau 3.20;
(iii) R-4045-2018, B-0027, page 5, tableau R-2.1;
(iv) B-0024, page 17, réponse 7.2.

Préambule :

(i) « **Chaînes de blocs** : La prévision des ventes en lien avec l’usage cryptographique associé aux chaînes de blocs tient compte de la décision D-2019-052 de la Régie (dossier R-4045-2018) limitant le bloc de puissance attribué à cette activité commerciale à 668 MW, dont 300 MW découlant de l’appel de propositions A/P 2019-01 et 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux. Lorsque converti en énergie, le Distributeur prévoit des ventes annuelles variant entre 1,0 TWh en 2019 et 5,4 TWh à son apogée, en 2023, pour ensuite décroître durant les années subséquentes.

Tout au long de la période couverte par le Plan, le Distributeur anticipe une baisse de l’intensité énergétique dans ce secteur découlant de l’amélioration des équipements informatiques utilisés pour les activités de « minage ». D’autres facteurs, tels que l’émergence d’autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique que le Bitcoin ou la baisse d’intérêt à « miner » le Bitcoin en raison d’un plafonnement de son offre, pourraient aussi contribuer à exercer une pression à la baisse sur les ventes d’électricité à l’horizon couvert du Plan. » (Nous soulignons)

(ii)

TABLEAU 3.20 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION À LA POINTE D’HIVER DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Développement de marchés											
Centres de données	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
Chaînes de blocs	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
Serres	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
Total	262	384	649	1 060	1 153	1 214	1 220	1 105	826	856	867

(iii)

TABLEAU R-2.1 :
TOTAL - PUISSANCE AUTORISÉE, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE EN MAI 2018, ET
VENTES ANNUELLES POTENTIELLES À TERME (GWh) POUR
LES TARIFS M ET LG AVEC OU SANS TDÉ

Tarif (selon la puissance autorisée)	Total			
	Nombre d'Abonnements existants	Puissance autorisée en MW	Puissance maximale appelée en MW	GWh potentiel par an
LG avec TDÉ	5	46,5	18,6	387,0
LG	5	101,0	13,2	840,5
M avec TDÉ	3	6,5	2,1	54,1
M	8	4,2	0,2	34,7
Total	21	158,2	34,1	1316,3

(iv) « Le Distributeur confirme que l'appel de propositions n'a permis d'octroyer qu'environ 60 MW du bloc de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. »

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer si l'anticipation du Distributeur d'« une baisse de l'intensité énergétique » dont il est question à la référence (i) est intégrée dans la prévision des ventes pour les chaînes de bloc apparaissant à cette même référence. Dans la négative, veuillez fournir l'effet d'une telle baisse de l'intensité énergétique sur les ventes pour les chaînes de bloc en puissance et en énergie pour chaque année du Plan.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que la baisse d'intensité énergétique est intégrée à la**
2 **prévision.**

1.2 Veuillez indiquer si la « pression à la baisse sur les ventes d'électricité à l'horizon couvert du Plan » amenée par d'autres facteurs et dont il est question à la référence (i) est intégrée dans la prévision des ventes pour les chaînes de bloc apparaissant à cette même référence. Dans la négative, veuillez fournir l'effet d'une telle pression à la baisse sur les ventes pour les chaînes de bloc en puissance et en énergie pour chaque année du Plan.

Réponse :

3 **Tous les facteurs mentionnés à la référence (i) permettent d'expliquer la**
4 **prévision de la référence (ii).**

1.3 Veuillez concilier la valeur de 668 MW apparaissant à la référence (i) et la valeur de 718 MW apparaissant à la référence (ii) et justifier l'utilisation de cette dernière valeur.

Réponse :

1 **La valeur de 668 MW réfère à l’appel de puissance maximum de la clientèle**
 2 **chaînes de blocs tandis que la valeur de 718 MW représente les besoins en**
 3 **puissance qui incluent des pertes de distribution et de transport.**

1.4 Veuillez fournir une mise à jour la plus récente possible du tableau de la référence (iii). Pour les abonnements existants (158 MW) dont la puissance ne serait pas déjà appelée, veuillez commenter sur la probabilité qu’elle le soit éventuellement et fournir une prévision du moment où elle le serait.

Réponse :

4 **La prévision du Plan prend en considération le fait que l’ensemble des**
 5 **abonnements existants (158 MW) consommeront à leur plein potentiel d’ici**
 6 **décembre 2020. En janvier 2020, la consommation était de 77 MW pour les**
 7 **abonnements existants, soit une baisse de 15 % du niveau de l’appel de**
 8 **puissance par rapport au mois de janvier 2019.**

TABLEAU R-1.4 :
PUISSANCE APPELÉE EN JANVIER 2020
POUR LES TARIFS M, G, G9 ET LG

Tarif (selon la puissance autorisée)	Nombre d’abonnements actifs	Puissance maximale appelée
		MW
<i>LG</i>	3	40,9
<i>LG avec TDÉ</i>	1	9,0
<i>M, G, G9</i>	164	19,3
<i>M avec TDÉ</i>	4	7,7
Total	172	76,9

9 **Le Distributeur évalue les ventes potentielles pour les clients existants**
 10 **(158 MW) à 1,3 TWh. Voir également la réponse à la question 5.2 du RNCREQ à**
 11 **la pièce HQD-5, document 7 et la réponse à la question 7.1 de la demande de**
 12 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024) pour**
 13 **l’évolution des ventes sur la période couverte par le Plan.**

1.5 Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (iii) mais pour les abonnements existants des réseaux municipaux dont il est question à la référence (i). Pour les abonnements existants (210 MW) dont la puissance ne serait pas déjà appelée, veuillez commenter sur la probabilité qu’elle le soit éventuellement et fournir une prévision du moment où elle le serait.

Réponse :

1 **La prévision du Plan considère que la consommation pour l'ensemble des**
2 **abonnements en réseaux municipaux, soit 210 MW, se matérialisera d'ici**
3 **décembre 2021. Selon les informations disponibles, la consommation était**
4 **d'environ 74 MW en janvier 2020 pour les 7 abonnements en réseaux**
5 **municipaux.**

6 **Pour les quantités en énergie attribuables à l'usage chaînes de blocs en**
7 **réseaux municipaux, voir la réponse à la question 5.1.1 du RNCREQ à la pièce**
8 **HQD-5, document 7.**

1.6 Suite au constat de la référence (iv), veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence (ii) en ce qui a trait aux chaînes de bloc.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 15.2 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.**

- 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 :

- 2.1** Relativement à la référence (ii), veuillez justifier le changement effectué par le Distributeur alors qu'il ne prend plus en compte l'effacement des chaînes de bloc dans la prévision des besoins en puissance, contrairement à ce qui a été fait dans le dossier R-4045-2018, tel qu'il apparaît notamment à la référence (iii). Veuillez notamment indiquer les avantages et les désavantages pour le Distributeur et sa clientèle d'un tel changement.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il a choisi d'inscrire la contribution en puissance**
2 **des moyens qui sont sous son contrôle comme moyen de gestion, plutôt qu'en**
3 **réduction directe de la prévision des besoins. La charge avant effacement est**
4 **ainsi intégrée dans la prévision des besoins, ce qui est le cas pour l'effacement**
5 **de la puissance dédiée pour les chaînes de blocs. Cela n'a aucun impact sur le**
6 **bilan de puissance.**

7 **Cette modification, introduite en 2019, répond à un désir d'uniformisation du**
8 **traitement des impacts des effacements dans le bilan de puissance du**
9 **Distributeur et permet d'apprécier plus facilement l'ensemble des effacements**
10 **de la puissance à sa disposition.**

11 **De plus, cette approche permet, s'il y a lieu, d'intégrer de façon plus adéquate**
12 **la contribution en énergie des moyens dans le bilan d'énergie. En effet, la**
13 **contribution en énergie de ces moyens peut alors être établie en tenant compte**
14 **de l'état de l'équilibre offre-demande, donc en considérant à la fois les besoins**
15 **à combler et l'ensemble des approvisionnements disponibles.**

1 **Puisque le Distributeur anticipait avoir le contrôle sur les occurrences**
2 **d'effacement de la clientèle du secteur des Chaînes de blocs, il a appliqué cette**
3 **approche à cette clientèle au moment de la préparation du Plan.**

4 **Quant aux effets pour sa clientèle, le Distributeur rappelle que tous les coûts**
5 **de raccordement des clients des Chaînes de blocs aux réseaux de distribution**
6 **et de transport seront à la charge du soumissionnaire retenu qui aura conclu**
7 **une entente et que, de ce fait, ces coûts n'ont pas d'impact sur les revenus**
8 **requis du Transporteur. Par ailleurs, puisque ces clients paient une partie du**
9 **coût de transport global attribuable à la charge locale, comme tous les**
10 **utilisateurs du réseau de transport, il est adéquat que leur charge soit**
11 **considérée dans la prévision des besoins de transport de la charge locale pour**
12 **déterminer la part de la charge locale dans le coût de transport global.**

2.2 Veuillez indiquer pourquoi la justification du Distributeur dans le cadre du dossier R-4045-2018 à la référence (iv) n'est-elle plus valide dans le cadre du présent dossier.

Réponse :

13 **Le Distributeur réitère que l'effet net est le même entre un traitement de**
14 **l'effacement dans la prévision ou dans les approvisionnements. Voir également**
15 **la réponse à la question 2.1.**

2.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ (référence (v)) selon laquelle le changement dont il est question à la référence (ii), ayant pour effet d'augmenter les besoins à la pointe du Distributeur dans son bilan de puissance, a aussi pour effet d'augmenter d'autant les besoins de transport de la charge locale qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») considère pour la planification de son réseau.

Réponse :

16 **Voir les réponses aux questions 2.1 et 2.4.**

2.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le changement dont il est question à la référence (ii) ayant pour effet d'augmenter les besoins de transport pour la planification du réseau du Transporteur a aussi pour effet d'imposer à tout l'ensemble des clients de la charge locale d'assumer les coûts de transport de la charge d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc.

Réponse :

17 **Tout d'abord, le Distributeur rappelle que le changement cité en référence a été**
18 **effectué dans un souci de cohérence dans le traitement des effacements sous**
19 **le contrôle du Distributeur dans les bilans de puissance.**

1 **Le Distributeur confirme que le changement vient affecter le partage du revenu**
2 **requis du Transporteur. Cet impact reflète la nécessaire adéquation entre les**
3 **besoins établis par le Distributeur et ceux considérés par le Transporteur.**
4 **Voir également la réponse à la question 2.1.**

2.5 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit, tel que mentionné à la référence (vi), 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* ». Dans l'affirmative,
veuillez indiquer si le Distributeur prévoit imputer aux clients de l'usage
cryptographique appliqué aux chaînes de bloc les coûts de transport entraînés par le
changement dont il est question à la référence (ii). Dans l'affirmative, veuillez indiquer
comment de tels coûts de transport seront calculés et imputés à la clientèle visée.
Dans la négative, veuillez indiquer comment un tel choix respecte les extraits de la
décision de la Régie apparaissant à la référence (vi).

Réponse :

5 **Comme mentionné à la réponse à la question 2.6 de la demande de**
6 **renseignements n°1 de l'AHQ-ARQ dans le cadre du dossier R-4045-2018**
7 **(HQD-2, document 3 [B-0053]), le client doit payer la totalité des coûts de**
8 **prolongement, de modification et de renforcement requis pour le raccordement**
9 **de son installation électrique aux réseaux de transport et de distribution. Le**
10 **Distributeur demandera le paiement du coût des travaux avant le début de**
11 **ceux-ci.**

12 **Par ailleurs, comme mentionné à la réponse à la question 1.1 de la demande de**
13 **renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ dans le dossier R-4045-2018 (HQD-2,**
14 **document 3.2 [B-0163]), à l'instar de toute demande, les coûts des travaux de**
15 **raccordement nécessaires pour alimenter le site d'un soumissionnaire retenu**
16 **seront calculés conformément aux Conditions de service (CS), soit la méthode**
17 **du calcul du coût détaillé des travaux dans les cas où il n'est pas possible**
18 **d'utiliser les prix prévus au chapitre 20 des CS. Les travaux facturables sont**
19 **donc ceux requis pour être en mesure de répondre à la demande d'alimentation**
20 **du soumissionnaire.**

21 **Voir également la réponse à la question 2.1.**

2.6 Veuillez expliquer l'intérêt du Distributeur de choisir, comme à la référence (ii), une
approche qui l'oblige, de même que sa clientèle, à assumer des frais excédentaires
pour transporter la puissance de la charge d'usage cryptographique appliqué aux
chaînes de bloc qui, de toute façon, ne sera pas présente à la pointe.

Réponse :

22 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.7 Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait, même s'il retient l'approche de la référence (ii), retirer la portion effaçable de la puissance des clients de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs lorsqu'il fournit au Transporteur ses besoins des services de transport de la charge locale. Dans la négative, veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

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

2.8 Veuillez expliquer l'intérêt du Distributeur de choisir, comme à la référence (i), une approche qui l'oblige, de même que sa clientèle, à assumer des frais excédentaires pour transporter la puissance correspondant aux moyens de gestion de la demande tels que l'électricité interruptible et le programme GDP affaires qui, de toute façon, ne sera pas présente à la pointe.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 2.1.**

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 :

3 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.10 Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait, même s'il retient l'approche de la référence (i), retirer la portion effaçable de la puissance correspondant aux moyens de gestion de la demande tels que l'électricité interruptible et le programme GDP affaires lorsqu'il fournit au Transporteur ses besoins des services de transport de la charge locale. Dans la négative, veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.11 Veuillez justifier les choix de présentation différents effectués par le Distributeur tels que décrits à la référence (ix). Dans le cas où de tels choix proviennent d'exigences des organismes NERC et/ou NPCC, veuillez fournir les références à de telles exigences.

Réponse :

1 **Le Distributeur précise qu'il n'y a pas d'exigence particulière en matière de**
2 **présentation par les organismes de fiabilité NERC et NPCC. Toutefois, les**
3 **moyens de gestion sont considérés dans les ressources dans les rapports du**
4 **NPCC alors que le NERC les présente en réduction de la demande.**

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"> • le volume de consommation patrimoniale ; • les taux de pertes de transport et de distribution ; • le volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ; • le volume d'électricité patrimoniale inutilisée. 	<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 ¹	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:

¹ 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 NORMALISÉS¹

	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 ²	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 ²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

¹ Normalisés pour les conditions climatiques.

² 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)

Demands :

- 3.1 Relativement à la référence (i), les pièces citées du dossier R-3864-2013 ne sont pas à jour suite aux révisions indiquées à la référence (ii). Par conséquent, veuillez fournir l'historique depuis 2001 du taux de pertes de transport et, séparément, du taux de pertes de distribution (en pourcentage), tel qu'exigé par le guide de dépôt.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-3.1 présente les données historiques des taux de pertes globales,**
2 **des taux de pertes de transport et des taux de pertes de distribution pour les**
3 **années 2001 à 2008. Voir le tableau présenté à la référence (vi) pour les taux de**
4 **pertes des années 2009 à 2018.**

TABLEAU R-3.1 :
Taux de pertes globales, de transport et de distribution
VALEURS RÉELLES DE 2001 À 2008

En %	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Taux de pertes globales	7,4%	7,5%	7,6%	7,5%	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%
<i>Taux de pertes de transport</i>	5,3%	5,1%	5,4%	5,2%	5,1%	5,1%	5,2%	5,3%
<i>Taux de pertes de distribution</i>	2,0%	2,2%	2,1%	2,2%	2,5%	2,2%	2,2%	2,3%

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.**

3.3 Veuillez fournir la valeur retenue (en %) par le Distributeur dans la prévision du taux de pertes globales, pour chaque année du Plan, pour tenir compte de « *l'impact à la baisse de la nouvelle la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île* », tel qu'indiqué à la référence (iv).

Réponse :

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

3.4 À la référence (ix), le Transporteur indique que l'influence sur le taux de pertes du projet Micoua-Saguenay est du même ordre de grandeur que l'influence du projet Chamouchouane-Bout-de-l'Île Veuillez indiquer si le Distributeur a baissé les besoins

en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan pour tenir compte de l'influence sur le taux de pertes du projet Micoua-Saguenay. Dans la négative, veuillez justifier cette omission dans le contexte de la référence (ix). Dans l'affirmative, veuillez fournir les valeurs retenues en énergie (GWh) et la valeur résultante en puissance (MW) dans la prévision des besoins 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 Micoua-Saguenay, de même que les études ou les références permettant de justifier de telles valeurs annuelles.

Réponse :

1 **Le processus d'établissement de la prévision de la demande du Plan se déroule**
2 **sur la période de mars à juillet 2019. La prévision des besoins ne tient pas**
3 **compte d'un impact attribuable au projet Micoua-Saguenay puisque ce dernier**
4 **n'avait pas encore été autorisé par la Régie. Bien que l'autorisation du projet ait**
5 **été obtenue à la fin du mois de juillet 2019, le Distributeur n'a pas modifié son**
6 **Plan pour intégrer l'impact du projet sur les pertes. Cependant, le Distributeur**
7 **prendra en compte l'impact du projet Micoua-Saguenay dans sa prévision qui**
8 **sera déposée dans l'État d'avancement 2020.**

3.5 Veuillez décrire en détail, avec chiffres à l'appui, la méthode utilisée pour calculer les « *Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques* » tel qu'il apparaît à la note 1 de la référence (v), et ce, autant pour le global, le transport et la distribution.

Réponse :

9 **Le Distributeur précise que le tableau à la référence (v) présente des taux de**
10 **pertes normalisées pour chacune des années indiquées. La note sur l'année**
11 **2019 fait référence au type de données historiques considérées dans le calcul**
12 **du taux de pertes, soit les données réelles de ventes et de besoins normalisées**
13 **pour les conditions climatiques au 31 juillet 2019.**

14 **Voir également les réponses aux questions 3.6 et 3.7.**

3.6 Relativement à la référence (v), veuillez justifier la prévision du Taux de pertes de distribution de 2,0 % pour les années de 2020 à 2029 alors que la valeur normalisée est de 1,9 % pour 2019.

Réponse :

15 **L'écart provient du fait que l'année 2019 inclut les données réelles normalisées**
16 **au 31 juillet 2019 alors que les années 2020 à 2029 sont complètement**
17 **prévisionnelles.**

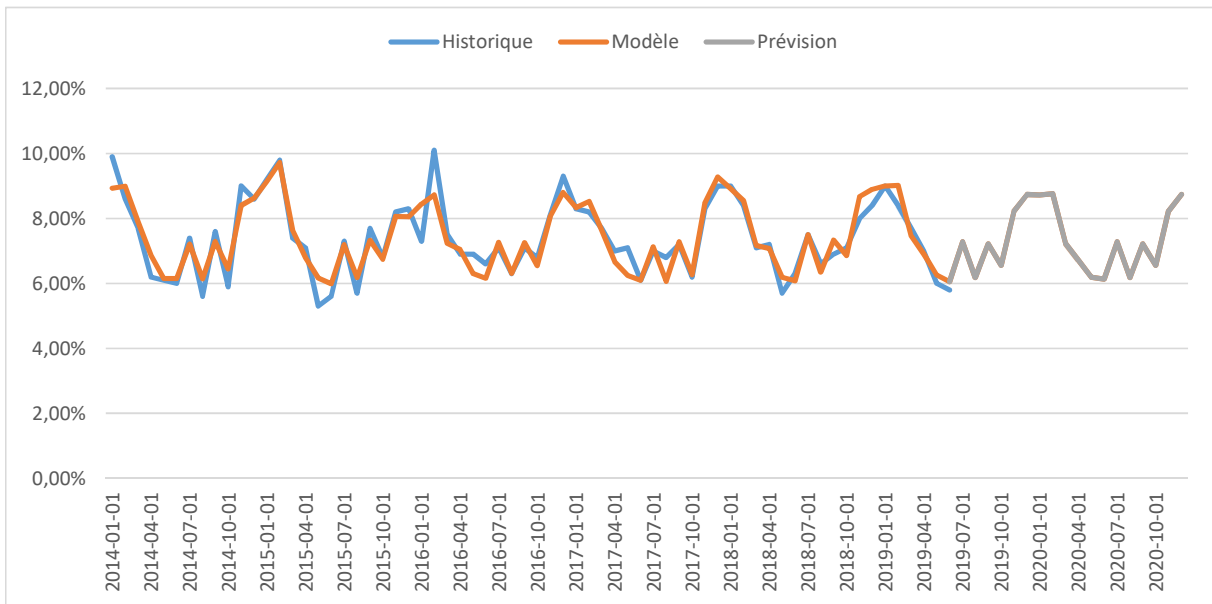
3.7 Veuillez décrire en détail, avec un exemple chiffré, le modèle utilisé pour déterminer les Taux de pertes prévisionnels qui apparaissent au tableau 2.2 de la référence (v).

Relativement à la référence (x), veuillez notamment décrire la méthode de régression utilisée de même que tous les intrants au modèle, notamment ceux mentionnés à cette référence.

Réponse :

1 **Le taux de pertes globales découle d'une régression linéaire sur les taux de**
2 **pertes globales mensuels observés. Les variables explicatives retenues sont**
3 **des variables binaires pour chacun des mois de l'année ainsi que des degrés-**
4 **jours de chauffage et de climatisation (réels pour la période historique et**
5 **normalisés pour la période prévisionnelle). La figure R-3.7 présente les**
6 **résultats du modèle de régression des taux de pertes globales.**

FIGURE R-3.7 :
MODÈLE DE PERTES GLOBALES



7 **Par la suite, les taux de pertes globales prévus par la régression sont ajustés**
8 **pour tenir compte de l'impact de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-**
9 **de-l'Île, soit -0,08 %. Les besoins visés par le Plan correspondent à la**
10 **« Consommation visée par le Plan » X (1 + « Taux de pertes globales prévu »).**

11 **Pour ce qui est du taux de pertes de transport, ce dernier correspond au taux**
12 **retenu dans le cadre du dossier tarifaire R-4096-2019 du Transporteur.**

13 **En dernier lieu, le taux de pertes de distribution est obtenu par différence entre**
14 **le taux de pertes globales et le taux de pertes de transport. La formule retenue**
15 **est la suivante :**

16
$$D = \frac{(1 + G)}{(1 + T)} - 1$$

- 1 où :
- 2 • G : taux de pertes globales ;
- 3 • T : taux de pertes de transport ;
- 4 • D : taux de pertes de distribution.

3.8 Veuillez décrire le rôle joué par le Distributeur dans le cadre des « travaux effectués conjointement avec l'IREQ » mentionnés à la référence (vi).

Réponse :

5 Le Distributeur a tenu un rôle limité pour la modélisation du réseau de transport
6 et pour les explications des variations historiques du taux de pertes de
7 transport puisqu'il ne détient pas les connaissances techniques nécessaires
8 pour effectuer ce type d'analyse. Toutefois, tout au long de l'exécution de ces
9 travaux, le Transporteur a fait part de ses constats au Distributeur pour qu'il
10 évalue si les modifications apportées aux statistiques des besoins et des taux
11 de pertes de transport conduisaient à l'amélioration de son calcul des taux de
12 pertes de distribution. Sur la base des travaux effectués, le Distributeur est
13 satisfait des modifications apportées par le Transporteur qui ont mené à la
14 révision des historiques de taux de pertes globales, de transport et de
15 distribution. Par ailleurs, dans la décision D-2020-041, la Régie se montre
16 également satisfaite des travaux effectués sur les pertes par le Transporteur.

17 Outre ces travaux, l'objectif du comité conjoint sur les pertes était d'expliquer
18 les variations historiques des pertes. Dans les dossiers réglementaires
19 précédents, le Distributeur a déjà fait état de sa contribution sur les analyses
20 concernant son champ d'expertise. À ce titre, voir les réponses aux
21 questions 4.3 et 4.8 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ du
22 dossier R-4057-2018, à la pièce HQD-14, document 3 (B-0067).

3.9 Veuillez indiquer de quelles « statistiques de besoins du Distributeur » il est question à la référence (vi) et, pour chacune de ces statistiques, veuillez fournir les valeurs originales et les valeurs corrigées pour chaque année entre 2005 et 2019.

Réponse :

23 Voir la réponse à la question 5.1.

3.10 Relativement au tableau 2.13 de la référence (vii), veuillez justifier, par des explications propres au Distributeur et non seulement basées sur les calculs du Transporteur, les écarts suivants observés sur les Taux de pertes de distribution :

- Hausse de 2,1 % à 2,3 % entre 2009 et 2010 (+ 10 %);
- Baisse de 2,3 % à 2,0 % entre 2010 et 2011 (- 13 %);

- Hausse de 2,0 % à 2,6 % entre 2011 et 2012 (+ 30 %);
- Baisse de 2,5 % à 2,0 % entre 2013 et 2014 (- 20 %);
- Hausse de 2,1 % à 2,3 % entre 2015 et 2016 (+ 10 %);
- Baisse de 2,3 % à 2,1 % entre 2016 et 2017 (- 9 %).

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure d'expliquer les variations mentionnées par**
 2 **l'intervenant. Cependant, comme indiqué en réponse à la question 3.8, le**
 3 **Distributeur est satisfait de l'historique des taux de pertes de distribution. Ces**
 4 **données lui ont permis d'établir une prévision des pertes adéquate pour la**
 5 **préparation du Plan.**

3.11 Pour chacune des années de 2005 à 2019, veuillez fournir les pertes de distribution réelles en GWh.

Réponse :

6 **Le tableau R-3.11 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-3.11 :
PERTES DE DISTRIBUTION RÉELLES DE 2005 À 2019

<i>En GWh</i>	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ¹
Pertes de distribution	4 200	3 618	3 841	3 945	3 420	3 913	3 446	4 283	4 393	3 472	3 666	3 912	3 559	3 466	3 726

¹ Inclut les données au 31 décembre.

3.12 Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (viii), pour la période de 2005 à 2019.

Réponse :

7 **Le tableau R-3.12 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-3.12 :
TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
VALEURS NORMALISÉES DE 2005 À 2019

<i>En %</i>	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ¹
Taux de pertes globales	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%	8,1%	7,8%	7,8%	8,1%	7,5%	7,4%	7,6%	7,6%	7,3%	7,3%
<i>Taux de pertes de transport</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>Taux de pertes de distribution</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

¹ Inclut les données au 31 décembre.

4. Référence : B-0007, page 56, tableau 3.17.

Préambule :

«

TABLEAU 3.17 :
COMPARAISON DU TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉ
PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018 ET
AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

En %	2016 ¹	2017 ¹	2018 ¹	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Taux de pertes globales											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	7,6%	7,6%	7,3%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
<i>État d'avancement 2018</i>	7,4%	7,5%	7,3%	7,4%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
<i>Écart</i>	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	7,4%	7,3%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
<i>Écart</i>	0,1%	0,3%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Taux de pertes de transport											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	n.d.	n.d.	n.d.	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
<i>État d'avancement 2018</i>	n.d.	n.d.	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	6,0%	6,0%	6,0%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Taux de pertes de distribution											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	n.d.	n.d.	n.d.	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<i>État d'avancement 2018</i>	n.d.	n.d.	1,8%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	1,3%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%

Notes:
¹ Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

»

Demande :

4.1 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'augmentation du Taux de pertes globales prévu entre le Plan d'approvisionnement 2017-2026 (7,3 %) et le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (7,4 %) tel qu'il apparaît à la référence.

Réponse :

1 **La différence provient de la mise à jour des données alimentant le modèle de**
 2 **régression décrit en réponse à la question 3.7.**

5. Référence : R-4057-2018, B-0100, page 8, tableau R-1.6.

Préambule :

«

TABLEAU R-1.6 :
HISTORIQUE RÉVISÉ DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR ET DES TAUX DE PERTES DE
TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET GLOBALES

	2015	2016	2017
Besoins du Distributeur (en TWh)	184,5	182,4	183,8
Taux de pertes globales	7,6 %	7,7 %	7,6 %
Taux de pertes de transport	5,5 %	5,2 %	5,4 %
Taux de pertes de distribution	2,0 %	2,3 %	2,1 %
Écarts par rapport aux valeurs au tableau 7 de la pièce B-0012			
Besoins du Distributeur (en TWh)	0,1	0,4	0,2
Taux de pertes globales	0,1 %	0,2 %	0,1 %
Taux de pertes de transport	-0,6 %	-1,1 %	-0,4 %
Taux de pertes de distribution	0,7 %	1,3 %	0,5 %

»

Demande :

5.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence, sur la période de 2005 à 2019.

Réponse :

1 Le tableau R-5.1 présente une mise à jour du tableau en référence.

TABLEAU R-5.1 :
HISTORIQUE RÉVISÉ DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR ET DES
TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Besoins du Distributeur (en TWh)	182,5	179,8	186,3	183,5	177,8	180,4	182,7	181,2	186,8	187,5	184,6	182,5	183,8	186,0	187,7
Taux de pertes globales	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%	7,5%	7,9%	7,7%	7,9%	8,1%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%	7,5%	7,4%
Taux de pertes de transport	5,1%	5,1%	5,2%	5,3%	5,3%	5,4%	5,6%	5,2%	5,4%	5,5%	5,4%	5,2%	5,4%	5,4%	5,2%
Taux de pertes de distribution	2,5%	2,2%	2,2%	2,3%	2,1%	2,3%	2,0%	2,6%	2,5%	2,0%	2,1%	2,3%	2,1%	2,0%	2,1%
Écarts par rapport aux valeurs au tableau 7 de la pièce B-0012 (R-4057-2018)															
Besoins du Distributeur (en TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,3	0,4	0,2	n.d.	n.d.
Taux de pertes globales	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	n.d.	n.d.
Taux de pertes de transport	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	-0,5%	-0,4%	-0,4%	-0,8%	-1,1%	-0,4%	n.d.	n.d.
Taux de pertes de distribution	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,5%	0,4%	0,4%	0,8%	1,3%	0,5%	n.d.	n.d.

6. Référence : B-0009, page 73, tableau 9.1.

Préambule :

«

TABLEAU 9.1 :
DONNÉES HISTORIQUES RELATIVES AUX APPROVISIONNEMENTS

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Volume de consommation patrimoniale	TWh	166,2	162,8	164,3	164,6	161,2	161,2	160,2	155,3	155,1	156,3	156,7
Taux de pertes de l'électricité patrimoniale	%	7,8%	7,4%	7,8%	7,7%	7,9%	8,1%	7,5%	7,5%	7,8%	7,3%	7,4%
Volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production (Vol. max. = 178,88 TWh)	TWh	178,9	174,9	177,2	177,3	174,0	174,2	172,2	166,9	167,2	167,7	168,3
Volume d'électricité patrimoniale inutilisée	TWh	0,0	3,9	1,7	1,5	4,8	4,7	6,7	11,9	11,6	11,2	10,6

»

Demandes :

6.1 Veuillez décrire la méthode de calcul permettant de déterminer le Taux de pertes de l'électricité patrimoniale qui apparaît au tableau de la référence.

Réponse :

1 **Le taux de pertes montré au tableau en référence représente l'écart en**
 2 **pourcentage entre le volume de consommation patrimoniale comptabilisé dans**
 3 **l'année et le volume d'électricité patrimoniale fourni par le Producteur.**

4 **Le volume d'électricité patrimoniale fourni par le Producteur est déterminé**
 5 **selon la méthode retenue pour la conciliation horaire de l'électricité**
 6 **patrimoniale telle qu'elle est décrite dans l'entente globale cadre. Cette**
 7 **méthode utilise le taux de pertes de transport annuel approuvé par la Régie**
 8 **dans le dossier tarifaire du Transporteur, et non le taux de pertes réel de**
 9 **transport de l'année.**

6.2 Veuillez expliquer la différence entre ces taux et ceux apparaissant au tableau 2.13 à la page 44 de la pièce B-0007.

Réponse :

10 **Les pertes montrées au tableau 2.13 reflètent l'écart entre les besoins en**
 11 **énergie et la consommation visée par le Plan. Le calcul s'appuie sur les plus**
 12 **récentes mises à jour des statistiques de besoins en énergie fournies par le**
 13 **Transporteur. Pour ce qui est de la consommation visée par le Plan, elle**
 14 **s'appuie sur les ventes ajustées, soit la quantité d'électricité réellement**
 15 **consommée par année.**

1 En d'autres mots, les valeurs montrées au tableau 2.13 sont le reflet du taux de
2 pertes annuelles des besoins du Distributeur sur le réseau de distribution et de
3 transport, car il tient compte des mises à jour des statistiques de besoins et
4 des taux de pertes de transport.

7. **Référence :** R-4057-2018, B-0067, page 14, tableau R-4.11.

Préambule :

«

TABLEAU R-4.11 :
CONSOMMATION HISTORIQUE AU TARIF FORFAITAIRE (EN GWh)

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
170	178	175	171	170	290	294	279	268	258	250	243	243	413

»

Demandes :

7.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence pour la période historique de 2005 à 2019.

Réponse :

5 Le tableau R-7.1 présente la consommation historique au tarif forfaitaire pour
6 la période allant de 2005 à 2019.

TABLEAU R-7.1 :
HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION AU TARIF FORFAITAIRE – 2004-2019

En GWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarif forfaitaire	170	178	175	171	170	290	335	337	343	342	336	337	346	413	427	421

7.2 Veuillez fournir la prévision de la consommation au tarif forfaitaire en GWh pour chaque année de la période de 2020 à 2029.

Réponse :

7 Le Distributeur prévoit une consommation annuelle de 437 GWh au tarif
8 forfaitaire sur la période du Plan.

ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE

8. **Références :** (i) B-0007, page 34, lignes 9 à 12;
(ii) B-0007, page 36, tableau 2.5;
(iii) B-0007, page 45, lignes 14 et 15;
(iv) R-3986-2016, B-0008, pages 30 à 33, figures 2B-1 à 2B-4.

Préambule :

(i) « *L'aléa sur la demande en puissance prévue provient, d'une part, de l'aléa associé aux besoins annuels en énergie et à leur structure par usages et, d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de consommation appliqué aux besoins en énergie prévus par usages pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.* »

(ii) «

TABLEAU 2.5 :
ALÉA SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Écart-type										
<i>Aléa climatique</i>	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>Aléa sur la demande</i>	3,0	3,6	4,1	4,4	4,6	4,8	6,5	7,3	7,8	8,0
<i>Aléa global</i>	3,7	4,2	4,7	4,9	5,2	5,4	6,9	7,7	8,2	8,4
<i>Coefficient de variation global</i>	2,0%	2,2%	2,4%	2,5%	2,6%	2,7%	3,5%	3,9%	4,1%	4,2%

»

(iii) « *Les modèles ont surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en puissance, comme l'indique l'écart moyen positif.* »

(iv) Les figures 2B-1 à 2B-4 illustrent l'aléa climatique sur les besoins en énergie et en puissance.

Demandes :

- 8.1 Veuillez détailler et illustrer par un exemple la méthodologie décrite sommairement à la référence (i).

Réponse :

- 1 **Tout d’abord, le Distributeur tient à préciser que l’aléa en énergie est segmenté**
2 **en plusieurs catégories, soit les besoins associés aux forts consommateurs,**
3 **aux pâtes et papier, aux véhicules électriques, à la production solaire**

1 distribuée, à l'usage des chaînes de blocs, aux centres de données et,
2 finalement, les besoins résiduels. Toutes ces catégories de besoins ont des
3 profils de consommation distincts qui se reflètent dans l'établissement de l'aléa
4 sur la demande prévue en puissance.

5 De plus, pour la catégorie « besoins résiduels », l'aléa sur la demande en
6 puissance tient compte d'une source d'écarts additionnels attribuables au
7 risque de mensuralisation et au risque de transposition énergie-puissance.
8 Comme ces sources de risque sont considérées indépendantes et normales,
9 l'écart-type de l'aléa des « besoins résiduels » en puissance est exprimé par la
10 racine carrée de la somme des écart-types au carré associés à chaque source
11 de risque.

8.2 Veuillez expliquer la hausse atypique de l'aléa sur la demande en énergie de 4,8 TWh en 2025 à 6,5 TWh en 2026, tel qu'il apparaît au tableau 2.5 de la référence (ii).

Réponse :

12 Voir la réponse à la question 11.3 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.

8.3 Veuillez décrire les correctifs qui ont été apportés par le Distributeur pour atténuer le biais systématique mentionné à la référence (iii).

Réponse :

13 Le Distributeur souhaite préciser que la référence (iii) n'indique pas que sa
14 prévision présente un biais systématique comme le formule l'intervenant dans
15 sa question. En fait, la référence (iii) fait simplement le constat d'une
16 surestimation, en moyenne, de la demande prévue sur les ventes et les besoins
17 en énergie. D'ailleurs, les tests de biais statistiques ne permettent pas de
18 conclure à la présence de biais systématique.

19 Par ailleurs, le Distributeur améliore continuellement ses modèles et ses
20 intrants pour que sa prévision présente l'évolution de la demande la plus
21 centrée possible.

8.4 Veuillez expliquer comment le Distributeur tient compte du biais systématique mentionné à la référence (iii) dans l'établissement des aléas sur la demande prévue en énergie et en puissance.

Réponse :

22 Comme indiqué à la réponse 8.3, le Distributeur s'efforce de produire un
23 scénario de référence centré et sans biais. Les écarts de prévision observés à
24 ce jour ne sont pas garants de futurs écarts sur la prévision présentée dans le

1 **Plan. Ainsi, les écarts de prévision observés à ce jour ne doivent pas être**
2 **considérés dans l’établissement des aléas sur la demande prévue en énergie et**
3 **en puissance.**

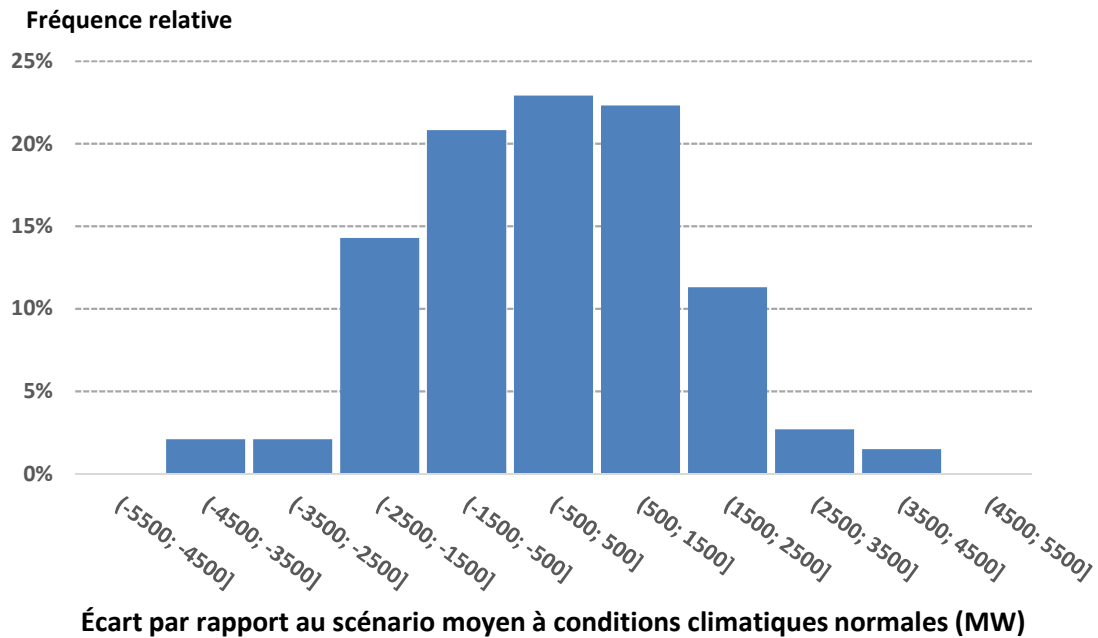
8.5 Veuillez fournir une version à jour des figures de la référence (iv).

Réponse :

4 **L’information contenue aux figures 2B-1 et 2B-2 de la référence (iv) est**
5 **présentée sous un autre format à la figure 2.4 de la pièce HQD-2, document 2**
6 **(B-0007) du Plan. Également, l’information de la figure 2B-4 de la référence (iv)**
7 **a son équivalent dans la figure 2.5 de la même pièce du Plan.**

8 **La figure R-8.5 constitue une mise à jour de la figure 2B-3 de la référence (iv).**

FIGURE R-8.5 :
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D’HIVER
HIVER 2023-2024



9. Référence : B-0007, page 33, lignes 1 à 19.

Préambule :

« L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité, principalement aux fins de chauffage et de climatisation, par rapport au scénario de référence à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre au cours d'une année.

Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques normales. L'estimation de l'aléa climatique est obtenue à partir de 336 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018.

L'aléa climatique évolue en fonction de la charge de chauffage et de climatisation des locaux, qui dépendent à leur tour de la diffusion et de l'efficacité des équipements de chauffage et de climatisation, ainsi que de l'impact des changements climatiques. Par conséquent, cet aléa montre peu de croissance à l'horizon du Plan.

À titre d'exemple, selon les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels de 2024 seraient supérieurs de 5,0 TWh à ceux d'une année normale. À l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient une réduction des besoins d'environ 5,2 TWh par rapport à la normale. Par ailleurs, les besoins ont, face aux conditions climatiques, une variabilité plus importante en hiver et moindre en été.

Pour ce qui est des besoins à la pointe d'hiver du Distributeur, l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 4 000 MW. » (Nous soulignons)

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si les « conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018 » dont il est question à la référence ont été ajustées pour tenir compte des changements climatiques sur cette même période historique. Dans l'affirmative, veuillez décrire les hypothèses et la méthode utilisée pour le faire et fournir les résultats chiffrés de l'opération. Dans la négative, veuillez justifier cette omission.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les données historiques sont ajustées pour tenir**
2 **compte des changements climatiques lors de l'évaluation des aléas**
3 **climatiques. La méthodologie est décrite dans la réponse à la question 1.2.a de**
4 **SÉ-AQLPA à la pièce HQD-3, document 8 (B-0038) du dossier R-3986-2016.**

9.2 Veuillez fournir la liste complète chronologique, pour chacune des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018, de la variation en énergie par rapport à une année normale, de la même façon que déjà fourni à la référence pour

l'année la plus froide répertoriée (+ 5,0 TWh) et pour l'année la plus chaude répertoriée (-5,2 TWh).

Réponse :

1 **La distribution des variations en énergie par rapport à une année normale est**
2 **fournie à la figure 2.4 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007) du Plan. Pour ce**
3 **qui est des conditions climatiques extrêmes, l'année la plus froide correspond**
4 **à 2018 et l'année la plus chaude correspond à 1998.**

5 **Le Distributeur fournit les données demandées à l'onglet R-9.2 du fichier Excel**
6 **HQD-05-02_R-9.xlsx.**

7 **Par ailleurs, le Distributeur précise que cette distribution n'est pas utilisée**
8 **directement pour l'établissement du critère de fiabilité en énergie.**

9.3 Veuillez fournir la liste complète chronologique, pour chacune des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018, de la variation en puissance par rapport à une année normale, permettant d'illustrer en détail l'affirmation de la référence selon laquelle « *l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 4 000 MW* ».

Réponse :

9 **La distribution des variations en puissance par rapport à une année normale**
10 **est fournie à la figure R-8.5 de la réponse 8.5. Pour ce qui est des conditions**
11 **climatiques extrêmes, les conditions climatiques d'hiver les plus froides**
12 **correspondent à l'hiver 1980-1981 et celles les plus chaudes correspondent à**
13 **l'hiver 2001-2002.**

14 **Le Distributeur fournit les données demandées à l'onglet R-9.3 du fichier Excel**
15 **HQD-05-02_R-9.xlsx.**

16 **Par ailleurs, le Distributeur précise que cette distribution n'est pas utilisée**
17 **directement dans l'établissement du critère de fiabilité en puissance.**

18 **De surcroît, le Distributeur soutient que l'affirmation selon laquelle « l'impact**
19 **des conditions climatiques peut atteindre environ 4 000 MW » s'appuie sur les**
20 **mêmes données que celles qui ont permis de construire la figure R-8.5**
21 **présentée en réponse à la question 8.5.**

PRÉVISION DE LA DEMANDE

10. **Référence :** B-0007, page 12, lignes 3 à 8.

Préambule :

« Parmi les plus importants facteurs expliquant la croissance de base des différents secteurs se retrouvent la croissance des abonnements, la conjoncture économique et l'augmentation du taux de diffusion des équipements, tant au secteur résidentiel qu'au secteur commercial (+12 TWh). Cette croissance est atténuée principalement par l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, mais aussi, dans une moindre mesure, par l'impact des changements climatiques. » (Nous soulignons)

Demande :

10.1 Veuillez fournir les hypothèses de réchauffement climatique et la prévision de l'impact des changements climatiques pour chaque année du Plan en énergie et en puissance. Veuillez fournir les études ou les références permettant de justifier de telles valeurs annuelles.

Réponse :

1 Pour le Québec, l'impact des changements climatiques est plus important pour
2 les journées froides que pour les journées chaudes. De ce fait, ce sont les mois
3 d'hiver qui sont le plus touchés et, donc, les mois d'occurrence du chauffage
4 des locaux. De surcroît, le Distributeur tient à souligner que les besoins de
5 chauffage aux secteurs résidentiel et commercial sont nettement plus élevés
6 que les besoins de climatisation. En conséquence, l'effet des changements
7 climatiques est essentiellement reflété dans l'usage du chauffage des locaux.

8 Le tableau R-10.1 présente l'impact des changements climatiques, en énergie
9 en puissance.

10 Par ailleurs le Distributeur précise qu'il collabore avec Ouranos depuis
11 plusieurs années pour mieux comprendre et évaluer l'effet des changements
12 climatiques sur les données climatiques, notamment sur l'évolution des
13 températures normales et extrêmes. De plus, d'autres travaux chapeautés par
14 le Distributeur ont aussi permis de mettre à jour le besoin d'homogénéisation
15 des données climatiques pour corriger les anomalies liées aux instruments de
16 mesure. Une étude de cas a été publiée en 2016 résumant les travaux conjoints
17 du Distributeur et d'Ouranos¹.

¹ https://www.ouranos.ca/publication-scientifique/RapportBraun_Fournier2017_Fr.pdf

TABLEAU R-10.1 :
IMPACT EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

	Croissance annuelle	Croissance 2019-2029
Résidentiel en GWh	-70	-700
<i>Chauffage des locaux</i>	-72	-720
<i>Climatisation</i>	2	20
Commercial en GWh	-30	-300
<i>Chauffage des locaux</i>	-33	-330
<i>Climatisation</i>	3	30
Besoins à la pointe en MW	-35	-350

11. **Référence :** B-0007, page 23, lignes 18 à 25.

Préambule :

« De par son adhésion à l’Energy Forecasting Group, le Distributeur a accès à diverses ressources telles que :

- les intrants aux modèles à usages finaux ;
- des présentations méthodologiques, le partage d’informations sur le contexte énergétique (production photovoltaïque distribuée, véhicules électriques, stockage d’énergie, etc.) et le balisage ;
- l’expertise d’autres distributeurs d’énergie et de firmes spécialisées avec qui échanger sur des aspects méthodologiques. » (Nous soulignons)

Demandes :

11.1 Veuillez élaborer sur l’*Energy Forecasting Group* dont il est question à la référence en indiquant notamment son origine, sa mission, ses participants et l’organisme qui le chapeaute.

Réponse :

1 **L’*Energy Forecasting Group* est un regroupement de spécialistes en prévision**
 2 **de la demande chapeauté par la compagnie Itron. Le Distributeur est un**
 3 **membre actif depuis 2012. L’objectif du regroupement est d’apporter un**
 4 **support aux membres pour des activités de prévision de la demande**

1 énergétique. Pour plus de détails sur le regroupement, voir l'annexe A de la
2 présente pièce.

3 Les membres de l'*Energy Forecasting Group* sont :

4 Alabama Power, Ameren, American Electric Power, Austin Energy, Basin
5 Electric, BC Hydro, Bear Valley Electric, Centerpoint/Vectren, Central Electric
6 Power Co-op, Central Hudson, City of Roseville, Colorado Springs Utilities,
7 Commonwealth Edison, Consumers Energy Company, CPS Energy, Dairyland
8 Power Cooperative, Dominion Resources Services, DTE Energy, Duke Energy,
9 Duquesne Light, East Kentucky Power Cooperative, Inc., ElectiCities of NC Inc,
10 Empire District Electric Company, Entergy Services, Inc., ERCOT, Eversource
11 Energy, FirstEnergy Corp., Great River Energy, Hydro One, Hydro-Quebec,
12 Idaho Power, Indianapolis Power & Light, ISO-New England, ITC Holdings
13 Corp., KCP&L and Westar, Evergy Companies, Lakeland Electric, LG&E & KU,
14 Manitoba Hydro, NiSource, Nova Scotia Power Inc, NV Energy, NYISO, Omaha
15 Public Power District, Oncor, Ontario Power Generation, PacifiCorp, PJM
16 Interconnection, PNGC Power, PPL Electric Utilities, Puget Sound Energy, Salt
17 River Project, San Diego Gas and Electric , Seminole Electric, SMUD, Southern
18 California Edison, Tennessee Valley Authority, Tri-State G&T Assoc Inc,
19 Wabash Valley Power, WEC, XCEL Energy.

11.2 Veuillez indiquer le type de balisage dont il est question à la référence.

Réponse :

20 Le balisage mentionné est effectué par Itron annuellement auprès des
21 compagnies d'électricité au Canada et aux États-Unis. Généralement, le nombre
22 de compagnies sondé varie entre 60 et 70, représentant plus de la moitié de la
23 consommation d'électricité en Amérique du Nord. Le document *Forecasting*
24 *Benchmark Survey* permet au Distributeur de se comparer aux autres
25 compagnies d'électricité sur les sujets suivants :

- 26 • méthodologie de la prévision ;
- 27 • prise en compte de technologies émergentes telles que les véhicules
28 électriques et la production photovoltaïque distribuée ;
- 29 • performance de la prévision annuelle ;
- 30 • performance de la prévision mensuelle ;
- 31 • croissance de la demande prévue pour les 10 prochaines années ;
- 32 • valorisation des données des compteurs IMA.

12. **Références :** (i) B-0024, page 5, lignes 8 à 17;
(ii) B-0024, page 17, réponse 7.2.

Préambule :

(i) « La référence (iv) fait état d'une amélioration du conflit commercial entre la Chine et les États-Unis ainsi que des effets positifs de l'assouplissement des politiques monétaires par les grandes banques centrales l'an dernier. Bien que ces éléments, pris isolément, soient positifs pour les perspectives économiques mondiales, d'autres nouveaux éléments de risque viennent assombrir le tableau, notamment l'impact du coronavirus en Chine. Ainsi, même en tenant compte des éléments mentionnés en référence (iv), le Fonds monétaire international a récemment diminué sa prévision de croissance économique mondiale pour 2020 et 2021 [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(ii) « Le Distributeur confirme que l'appel de propositions n'a permis d'octroyer qu'environ 60 MW du bloc de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. »

Demandes :

- 12.1 Veuillez évaluer l'impact du coronavirus sur la prévision des besoins en énergie et en puissance sur la période du Plan.

Réponse :

1 **Voir la réponse à question 1.1 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.**

- 12.2 Suite aux événements importants mentionnés aux références et à leur évolution récente, veuillez fournir une nouvelle prévision des besoins en énergie et en puissance sur la période du Plan de même qu'un bilan d'énergie et un bilan de puissance à jour.

Réponse :

2 **Voir la réponse à question 1.1 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.**

TAUX DE RÉSERVE

13. **Références :** (i) D-2019-027, page 89, paragraphe 387;
(ii) B-0009, page 27, tableau 4.3;
(iii) R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 4, réponse 1.1;
(iv) R-4011-2017, A-0051, pages 31 à 33;
(v) R-4011-2017, A-0051, pages 35 à 37.

Préambule :

(i) « [387] Afin de comprendre l’impact sur le plan d’approvisionnement de chacun de ces tarifs et programmes, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son prochain plan d’approvisionnement, la contribution en kW au bilan en puissance de même que l’évaluation du taux de réserve à retenir pour chacun des tarifs et programmes, en tenant compte des modalités d’utilisation et des délais d’appel de chacun de ces tarifs et programmes. » (Nous soulignons)

(ii) «

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

»

(iii) « Pour les fins de l’évaluation de la fiabilité de ses approvisionnements ainsi que pour les rapports déposés au NPCC sur la fiabilité de la zone de contrôle du Québec, le Distributeur utilise le modèle MARS (Multiple Area Reliability Simulator).

Ainsi, dans la Revue triennale 2005 déposée au NPCC (2005 Quebec Area Triennial Review of Resource Adequacy), l’évaluation de la fiabilité des approvisionnements pour la zone de contrôle du Québec a été réalisée à partir du modèle MARS développé par General Electric. Cette revue triennale présentait également une comparaison des résultats obtenus avec MARS et ceux obtenus avec un second modèle nouvellement développé par Hydro-Québec Production (FEPMC). La comparaison n’indiquait alors aucune différence significative. La revue triennale a été approuvée par le NPCC en mars 2006.

Depuis peu, le Distributeur dispose du modèle FEPMC (Fiabilité En Puissance Monte Carlo). Ce modèle permet une plus grande flexibilité pour prendre en considération des limites telles que celles qui contraignent les heures d’utilisation des ressources. Une telle modélisation n’est pas possible à l’intérieur du modèle MARS. FEPMC doit donc être utilisé en complément de

MARS pour analyser la contribution en puissance de certaines ressources particulières, telle l'électricité interruptible.

Le modèle FEPMC est un simulateur chronologique assorti d'un générateur d'événements aléatoires de type Monte-Carlo. Il permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année, tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande et sur la disponibilité des ressources. L'annexe B de la revue triennale 2005 présentait une description détaillée du modèle [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(iv) « Alors, première question, quel modèle avez-vous utilisé pour calculer le taux de réserve de dix-sept pour cent (17 %) ? Est-ce que c'est le même modèle que pour calculer le taux de réserve de l'électricité interruptible, soit le F-E-P-M-C, ou le FEPMC ?

Mme STÉPHANIE GIAUME :

R. On utilise le logiciel MARS qui est le logiciel qu'on utilise pour l'ensemble de nos moyens.

Q. [28] Comment avez-vous tenu compte des délais des avis de GDP dans les simulations réalisées pour l'évaluation de ce taux de réserve à dix-sept pour cent (17 %) ?

M. HANI ZAYAT :

R. Excusez, j'ai manqué la question.

Q. [29] Il n'y a pas de problème, je vais la reformuler. Comment avez-vous tenu compte des délais des avis de GDP dans les simulations réalisées pour l'évaluation de ce taux de réserve de dix-sept pour cent (17 %) ?

Mme STÉPHANIE GIAUME :

R. On ne tient pas compte des avis, on tient compte des périodes d'interruption.

Q. [30] Juste pour bien se comprendre, donc, les délais associés aux avis, vous n'en tenez pas compte dans vos simulations pour la question du taux de réserve, c'est ça ? C'est ce que je comprends ?

R. Effectivement.

Q. [31] Suite à votre réponse, comment expliquez-vous que le taux de réserve du GDP soit supérieur à celui de l'électricité interruptible qui est de quinze pour cent (15 %), si on se souvient bien. Quelle est l'explication pour ça ?

R. En fait, la durée des interruptions est plus courte.

Q. [32] Alors, parce que les interruptions sont plus courtes, ça entraîne un taux plus élevé de dix-sept pour cent (17 %) de réserve, c'est exact ?

R. Exactement. » (Nous soulignons)

(v) « Je vais vous reposer ma question. Je ne suis pas certain que vous avez répondu à la question que je vous posais. Peut-être que c'est moi qui n'ai pas compris. Dans vos

simulations pour déterminer le taux de réserve, vous devez ordonnancer les divers moyens. Lequel des deux moyens, GDP ou électricité interruptible, était utilisé en premier lorsqu'un besoin se faisait sentir dans vos simulations? Je peux me permettre d'ajouter pendant que vous y réfléchissez. Tout à l'heure, vous m'avez dit, c'est le modèle MARS que vous avez utilisé. Vous ne tenez pas compte du délai d'appel, vous avez mentionné dans la question précédente. Alors, quand je vous pose la question maintenant : L'ordonnancement de ces moyens-là dans vos simulations? Et je reviens à cette question-là compte tenu de ce que vous nous avez dit déjà.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais y aller de mémoire. Mais je crois que, dans les modèles qui servent, les modèles de fiabilité, donc le modèle MARS notamment, il n'y a pas nécessairement un ordonnancement des moyens. C'est plus un ensemble de moyens qui est à la disposition du Distributeur et de la zone de contrôle. Donc, c'est la contribution de chacun des moyens lorsqu'on les utilise au complet. Donc, ce qu'on va mettre, c'est les contraintes qui sont associées, qui sont associées aux moyens, les modalités du programme en termes de nombre d'heures disponibilité. Mais je ne crois pas qu'il y a un... qu'il y a nécessairement un ordonnancement à donner à l'intérieur des modèles de simulation. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 13.1** Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par un taux de réserve de « 15 à 17 % » pour le moyen intitulé « Moyens additionnels potentiels », tel qu'il apparaît au tableau 4.3 de la référence (ii).

Réponse :

1 **Les moyens additionnels potentiels sont composés de la bonification des**
2 **options d'électricité interruptible et de la GDP Affaires. Le taux de réserve de**
3 **ces deux moyens est de 15 % et 17 % respectivement.**

- 13.2** Veuillez fournir les informations apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii) pour chacun des dix hivers de la période du Plan. Si le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen sont identiques d'un hiver à l'autre, veuillez démontrer que ce principe est valide, par exemple entre l'hiver 2019-2020 (1 315 MW en gestion de la demande en puissance) et l'hiver 2025-2026 (3 004 MW en gestion de la demande en puissance).

Réponse :

4 **Le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont**
5 **identiques sur toute la période du Plan. Le Distributeur précise que les**
6 **variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales.**
7 **De plus, cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion.**

13.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle le Distributeur utilise dorénavant le modèle MARS pour calculer le taux de réserve de chacun des moyens apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii).

Réponse :

1 **Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise le modèle MARS. C'est**
2 **en effet le modèle de référence. Pour l'estimation des taux de réserve des**
3 **moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité, le Distributeur**
4 **utilise le modèle FEPMC. Contrairement au modèle MARS, le modèle FEPMC**
5 **permet de tenir compte des modalités d'un moyen de gestion. Ces modalités**
6 **sont : nombre d'appels par jour, nombre d'appels par semaine, durées**
7 **minimale et maximale d'un appel, délai minimum entre deux appels, limitations**
8 **d'utilisation (jour férié, fin de semaine), utilisation maximale quotidienne et**
9 **utilisation maximale annuelle.**

13.4 Veuillez indiquer lesquelles des limites ne pouvaient pas être modélisées par le modèle MARS à l'époque de la référence (iii) et, pour chacune de ces limites, veuillez décrire les changements qui ont été apportés au logiciel MARS pour permettre leur modélisation.

Réponse :

10 **Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.**

13.5 À la référence (iv), le Distributeur indique qu'il n'avait alors pas tenu compte des délais associés aux avis d'engagement des moyens de gestion de la demande dans les simulations pour calculer le taux de réserve. Veuillez indiquer comment le Distributeur a maintenant tenu compte des délais d'appel de chacun des tarifs et programmes afin de respecter la demande de la Régie en référence (i).

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 13.3.**

13.6 Dans le cas où le Distributeur a respecté la demande de la Régie en référence (i) en ce qui a trait à la prise en compte des délais d'appel, veuillez décrire comment le Distributeur a utilisé le modèle MARS pour le faire et veuillez expliquer que les résultats de la référence (ii) soient les mêmes que ceux de la référence (iv) en ce qui a trait des taux de réserve applicables à l'électricité interruptible et au programme GDP Affaires. Dans le cas contraire, veuillez justifier de ne pas avoir respecté la demande de la Régie.

Réponse :

12 **Sans objet. Voir les réponses aux questions 13.1 et 13.3.**

13.7 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) l'affirmation de la référence (v) selon laquelle le Distributeur n'a pas à fournir, pour les simulations du modèle MARS, l'ordonnancement des moyens de gestion de la demande apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii). Si c'est confirmé, veuillez décrire en détail la méthode utilisée par le modèle MARS dans les simulations pour ordonnancer les moyens à utiliser dans une situation donnée. Si ce n'est pas confirmé, veuillez fournir l'ordonnancement des moyens fourni au modèle MARS pour effectuer les simulations.

Réponse :

1 Les moyens de gestion sont entrés selon la séquence présentée dans le bilan
2 en puissance. L'ordonnancement des moyens dans le modèle MARS est le
3 suivant :

- 4 1- Électricité interruptible
- 5 2- Programme GDP affaires
- 6 3- Interruption chaînes de blocs
- 7 4- Tarification dynamique
- 8 5- GDP résidentielle (Hilo)
- 9 6- Moyens additionnels potentiels
- 10 7- Abaissement de tension

11 Le Distributeur précise que les moyens de gestions sont entrés dans le modèle
12 MARS après l'application du taux de réserve.

13.8 Veuillez indiquer comment le modèle MARS permet de spécifier et de traiter une contrainte de nombre maximum d'heures ou d'appels au cours d'une même période d'hiver, comme il s'applique notamment à l'électricité interruptible et au programme GDP affaires. Par exemple, veuillez indiquer si le modèle respecte le maximum et cesse d'utiliser le moyen lorsque celui-ci est épuisé dans une simulation donnée.

Réponse :

13 Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.

13.9 Pour chacun des deux moyens de l'électricité interruptible et du programme GDP affaires, veuillez indiquer le pourcentage des simulations de l'hiver 2025-2026 faites par le modèle MARS où le nombre maximum d'heures ou d'appels par hiver s'avère insuffisant.

Réponse :

14 Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.

13.10 Pour l'établissement du taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance (référence (ii)), veuillez expliquer comment le modèle MARS détermine, de façon chronologique pour chaque heure de l'hiver, le bâtonnet patrimonial à utiliser.

Réponse :

1 **Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.**

14. **Référence :** B-0009, page 26, tableau 4.2.

Préambule :

«

TABLEAU 4.2 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5%	9,9%	10,1%	10,4%
État d'avancement 2018	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%

»

Demande :

14.1 Veuillez compléter le tableau de la référence en fournissant le taux de réserve pour respecter le critère de fiabilité en puissance pour les années du Plan au-delà de l'année courante + 3 ans.

Réponse :

2 **Le tableau R-14.1 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-14.1 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE
POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans	+ 4 ans	+ 5 ans	+ 6 ans	+ 7 ans	+ 8 ans	+ 9 ans
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%	9,8%	9,9%	9,9%	10,0%	10,0%	10,0%

COÛTS ÉVITÉS POUR LES HEURES DE PLUS GRANDES CHARGES

15. Référence : (i) D-2019-027, page 75, paragraphe 329;
(ii) B-0021, page 3, lignes 18 à 23;
(iii) B-0021, page 3, lignes 25 et 26.

Préambule :

(i) « [329] Conséquemment, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, dès le prochain dossier du plan d'approvisionnement, une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges. » (Nous soulignons)

(ii) « De plus, l'utilisation d'un profil horaire basé sur un historique de prix favorise une certaine stabilité des coûts évités car les profils horaires sont relativement stables d'une année à l'autre, contrairement au niveau historique des prix d'achat d'énergie, qui lui varie considérablement. À cet égard, le Distributeur souligne que la variabilité importante des prix observés pour les 100 heures ou 300 heures de plus forte charge par rapport au prix moyen de l'hiver n'est pas propice à l'établissement d'un coût évité calculé à partir de l'évolution des prix historiques. » (Nous soulignons)

(iii) « l'établissement de profils horaires, sur la base des prix historiques observés sur le marché de référence, soit New York, pour les cinq derniers hivers ; » (Nous soulignons)

Demandes :

- 15.1 Veuillez commenter la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la proposition du Distributeur présentée à la pièce B-0021 ne respecte pas l'ordonnance de la Régie à la référence (i).

Réponse :

1 Le Distributeur considère que la méthodologie présentée à la pièce HQD-4,
2 document 2 (B-0021) respecte les objectifs visés par la Régie dans sa décision
3 D-2019-027, soit l'établissement d'une proposition de coûts évités en énergie
4 de court terme afin de permettre de refléter la valeur de l'énergie pour les
5 périodes où la demande est la plus forte (voir le paragraphe 328 de la décision).
6 Le Distributeur souligne également que, contrairement à une proposition de
7 coûts évités basée sur un nombre précis d'heures (par exemple, 100 heures ou
8 300 heures) dont l'application serait limitée, la méthodologie proposée offre,
9 entre autres avantages, une plus grande flexibilité et un spectre d'utilisation
10 plus large aux fins de l'analyse de produits présentant des caractéristiques

1 **diverses, notamment en termes de plages horaires et de nombre d'heures de**
2 **disponibilité.**

15.2 En utilisant la méthode et les résultats présentés par le Distributeur à la pièce B-0021, veuillez indiquer le coût évité en ¢/kWh (2020) qui s'appliquerait pour un moyen qui s'effacerait en énergie pendant les 100 heures de plus grandes charges de l'hiver 2020-2021.

Réponse :

3 **Comme précisé dans la pièce HQD-4, document 2 (B-0021), dans le cadre**
4 **d'analyses portant sur un moyen qui pourrait procurer un effacement pendant**
5 **100 heures en hiver, les coûts évités utilisés correspondraient à ceux établis à**
6 **partir du premier profil horaire, soit celui des jours ouvrables du mois de**
7 **janvier.**

8 **Selon les plages d'heures pour lesquelles le moyen analysé est disponible ou**
9 **susceptible d'être appelé, les coûts évités pour ces heures spécifiques**
10 **pourront être utilisés pour établir la valeur de l'énergie. La pondération de ces**
11 **coûts est la même pour chacune des heures de la plage.**

12 **À titre d'exemple, pour un moyen disponible jusqu'à 100 heures et susceptible**
13 **d'être appelé aux heures 7 à 9 et 17 à 20 du mois de janvier, le coût évité serait**
14 **de l'ordre de 8,3 ¢/kWh.**

15.3 En utilisant la méthode et les résultats présentés par le Distributeur à la pièce B-0021, veuillez indiquer le coût évité en ¢/kWh (2020) qui s'appliquerait pour un moyen qui s'effacerait en énergie pendant les 300 heures de plus grandes charges de l'hiver 2020-2021.

Réponse :

15 **La méthodologie serait la même que celle présentée en réponse à la**
16 **question 15.2, sauf que le profil horaire utilisé serait alors celui de l'ensemble**
17 **des heures de l'hiver, notamment parce qu'un moyen disponible pour plus de**
18 **100 heures serait susceptible d'être appelé pour un plus grand nombre de**
19 **périodes tout au long de l'hiver.**

20 **À titre d'exemple, pour un moyen disponible jusqu'à 300 heures et susceptible**
21 **d'être appelé aux heures 7 à 9 et 17 à 20 tout au long de l'hiver, le coût évité**
22 **serait de l'ordre de 6,1 ¢/kWh.**

15.4 Veuillez préciser par un exemple chiffré la différence entre les notions utilisées à la référence (ii), soit un « *profil horaire basé sur un historique de prix* » et un « *niveau historique des prix d'achat d'énergie* ».

Réponse :

1 Le profil horaire basé sur un historique de prix, contrairement au niveau
2 historique des prix d'achat d'énergie, montre le comportement du prix d'une
3 heure par rapport à la moyenne historique, et ce, peu importe le niveau des prix.
4
5 Le Distributeur présente au tableau R-15.4 le niveau historique des prix horaires
6 d'achat d'énergie des hivers 2014-2015 à 2018-2019, lequel varie
7 considérablement d'une année à l'autre. Le niveau historique des prix est le
8 reflet d'un ensemble de conditions observées (température, état des réseaux et
9 autres) très variables d'une année à l'autre. À contrario, le Distributeur note que
10 le profil horaire des prix lors des hivers 2014-2015 à 2018-2019 est stable d'une
11 année à l'autre. À ce sujet, le Distributeur réfère au tableau R-15.5 à la réponse
à la question 15.5.

**TABLEAU R-15.4 :
HISTORIQUE DES PRIX HORAIRES D'ACHAT D'ÉNERGIE
DES HIVERS 2014-2015 À 2018-2019**

	Prix horaires (en \$/ MWh)				
	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
h1	30,1	8,5	16,5	22,4	21,8
h2	29,0	7,5	15,5	20,0	20,4
h3	28,8	6,8	14,6	19,1	19,7
h4	28,9	6,9	14,5	18,8	19,7
h5	30,8	7,2	14,9	20,5	20,8
h6	35,4	9,0	16,9	25,9	22,4
h7	48,7	13,8	22,1	35,1	29,8
h8	52,9	15,6	24,5	37,4	32,9
h9	51,1	16,7	25,3	38,2	31,5
h10	45,7	16,8	24,9	37,7	30,3
h11	43,0	16,3	24,5	35,0	28,9
h12	42,3	15,5	23,7	30,6	27,7
h13	36,9	14,4	22,3	28,1	25,9
h14	36,0	13,8	21,7	26,4	24,6
h15	34,2	13,3	21,0	25,6	24,1
h16	35,0	13,3	20,9	26,4	24,3
h17	42,9	15,3	24,1	35,0	28,9
h18	53,8	19,0	31,1	47,4	35,3
h19	56,7	19,9	31,6	47,0	36,3
h20	53,5	19,4	30,1	42,4	34,5
h21	49,0	17,3	27,5	37,1	31,1
h22	41,5	14,7	24,5	31,0	27,5
h23	35,8	11,9	21,0	25,3	23,1
h24	32,8	9,4	17,7	21,4	22,4

15.5 Veuillez démontrer à l'aide d'une période d'au moins cinq ans l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « les profils horaires sont relativement stables d'une année à l'autre ».

Réponse :

1 Le Distributeur présente au tableau R-15.5 le profil horaire des hivers 2014-2015
 2 à 2018-2019 pour l'ensemble de l'hiver. Ce tableau illustre clairement la stabilité
 3 des profils horaires d'une année à l'autre.

TABLEAU R-15.5 :
 PROFILS HORAIRES DES HIVERS 2014-2015 À 2018-2019

	Profil horaires (ratio)				
	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
h1	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8
h2	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8
h3	0,7	0,5	0,7	0,6	0,7
h4	0,7	0,5	0,7	0,6	0,7
h5	0,8	0,5	0,7	0,7	0,8
h6	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8
h7	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1
h8	1,3	1,2	1,1	1,2	1,2
h9	1,3	1,2	1,1	1,2	1,2
h10	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1
h11	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1
h12	1,0	1,2	1,1	1,0	1,0
h13	0,9	1,1	1,0	0,9	1,0
h14	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9
h15	0,8	1,0	0,9	0,8	0,9
h16	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9
h17	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
h18	1,3	1,4	1,4	1,6	1,3
h19	1,4	1,5	1,4	1,5	1,4
h20	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3
h21	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2
h22	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0
h23	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9
h24	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8

15.6 Veuillez expliquer en quoi l'objectif de « stabilité des coûts évités » exprimé à la référence (ii) est nécessaire.

Réponse :

4 Le Distributeur précise que la stabilité des coûts évités n'est pas un objectif en
 5 soi. Le Distributeur rappelle que les coûts évités sont prospectifs et utilisés
 6 dans les analyses afin de guider la prise de décisions. Ils établissent le coût
 7 futur associé à une variation à la marge de la demande, à partir d'un bilan offre-
 8 demande qui évolue dans le temps. Par conséquent, selon l'état du bilan et la
 9 profondeur des besoins, le coût évité est également sujet à évolution.

1 **Toutefois, à la référence (ii), le Distributeur précisait que l'établissement d'un**
2 **coût évité basé sur le niveau historique des prix n'est pas une approche**
3 **souhaitable puisque la conjoncture passée n'est pas appropriée pour établir les**
4 **prix futurs. Les prix historiques sont en effet influencés par un ensemble de**
5 **conditions (climatiques, congestion dans les réseaux et autres) très variables**
6 **d'une année à l'autre et ne se reflètent pas nécessairement sur les coûts**
7 **anticipés.**

15.7 Afin de démontrer « *la variabilité importante des prix observés pour les 100 heures ou 300 heures de plus forte charge par rapport au prix moyen de l'hiver* » dont il est question à la référence (ii), veuillez fournir, pour chacune des cinq derniers hivers, les 100 prix horaires observés (i. e. le prix payé par le Distributeur pour cette heure pour l'ensemble des marchés internes et externes, pas seulement New York) pour chacune des 100 heures de plus forte charge et les 300 prix horaires observés pour chacune des 300 heures de plus forte charge.

Réponse :

8 **Le Distributeur présente l'ensemble des données des prix moyens horaires de**
9 **ses achats de court terme pour les années 2017, 2018 et sous peu pour l'année**
10 **2019 dans le cadre des suivis de l'entente globale cadre disponible sur le site**
11 **de la Régie :**

12 http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2016-143.html

13 **Toutefois, le Distributeur rappelle que le prix moyen horaire qu'il paye pour une**
14 **heure donnée ne représente pas la volatilité des prix sur les bourses d'énergie,**
15 **car il procède à l'achat d'énergie pour des périodes plus étendues que**
16 **seulement les heures de pointe. Le prix moyen couvre donc l'ensemble des**
17 **heures de cette période étendue. Conséquemment, cette information ne permet**
18 **pas de déterminer le bon signal de coût évité pour une heure de pointe.**

15.8 Veuillez fournir, sur une base horaire pour les cinq derniers hivers, les « *prix historiques observés sur le marché de référence, soit New York* » mentionnés à la référence (iii).

Réponse :

19 **Les données pour le marché de référence de New York sont publiques et**
20 **disponibles sur le site du NYISO, sous la rubrique « Day-Ahead Market Zonal**
21 **LBMP » :**

22 <https://www.nyiso.com/pricing-data>.

23 **La zone utilisée comme référence pour les prix DAM par le Distributeur se**
24 **nomme « HQ » sur le site NYISO ou « DAM Zonal LBMP zone HQ ».**

1 Les données archivées sont disponibles à partir du lien suivant :

2 <http://mis.nyiso.com/public/P-2Alist.htm>

COÛTS ÉVITÉS

16. **Références :** (i) R-4057-2018, B-0067, pages 30 et 31, réponse 12.1;
(ii) B-0032, page 8, lignes 9 à 16.

Préambule :

(i) «

**TABLEAU R-12.1 :
PUISSANCE UCAP – HIVER 2017-2018**

		AO 2014-01				RFP 2017	
		Décembre 2017	Janvier 2018	Février 2018	Mars 2018	Janvier 2018	Février 2018
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500	200	200
Quantité offerte	MW	200	75	200	500	525	525
Quantité acquise	MW	50	50	50	50	175	175
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,80	0,77
MIN	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,30	0,20
MAX	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	1,17	1,17
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,49	0,43
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,30	0,25	0,25	0,15	0,25	0,25
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	50,00	60,0	60,0	46,7	2,0	1,7

»

(ii) « De plus, l'évaluation du prix UCAP repose notamment sur les prix attendus sur les marchés. Or, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour ces produits, mais doit plutôt procéder par appels d'offres. Ainsi, ses coûts d'approvisionnement en puissance de court terme incluent une prime par rapport au prix sur le marché. Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan. Lors du dernier appel d'offres pour de la puissance de court terme, en 14 novembre 2019, le Distributeur a payé environ trois fois le prix de l'encan du marché de New York. » (Nous soulignons)

Demandes :

16.1 Veuillez fournir, pour chaque mois des hivers 2018-2019 et 2019-2020, les achats de puissance réels en indiquant les quantités en MW et les prix pour chaque type de produit, selon le format du tableau de la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas procédé à des achats de puissance pour l'hiver**
 2 **2018-2019. Le tableau R-16.1 présente les informations demandées pour l'hiver**
 3 **2019-2020.**

TABLEAU R-16.1 :
PUISSANCE UCAP – HIVER 2019-2020

		RFP 2019	
		Janvier 2020	Février 2020
Quantité recherchée	MW	700	700
Quantité offerte	MW	1175	1175
Quantité acquise	MW	675	650
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	1,14	1,14
MIN	\$US / kW-mois	0,20	0,20
MAX	\$US / kW-mois	7,00	7,00
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	0,57	0,50
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,14	0,12
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	4,1	4,2

16.2 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « *Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan.* ».

Réponse :

4 **À la référence (i), l'intervenant peut déjà constater que le Distributeur a déjà**
 5 **payé, pour l'hiver 2017-2018 et de façon exceptionnelle, jusqu'à 60 fois le prix**
 6 **de l'encan, donc beaucoup plus que les 5 fois citées à la référence (ii).**
 7 **Toutefois, les achats de l'A/O 2014-01 pour l'hiver 2017-2018 ont été effectués**
 8 **plusieurs années à l'avance. Le Distributeur est d'avis qu'ils ne sont pas**
 9 **représentatifs d'un appel d'offres de court terme. En retirant ce résultat de**
 10 **l'A/O 2014-01 du calcul, la moyenne des prix payés pour les achats de**
 11 **puissance entre janvier 2012 et février 2020 est environ 5 fois le prix de l'encan**
 12 **mensuel du marché de New York.**

1 Pour une référence plus contemporaine, les achats de janvier 2020 et de février
2 2020 représentent respectivement 4,1 et 4,2 fois le prix de l'encan mensuel du
3 marché de NYISO, comme indiqué au tableau R-16.1.

17. **Références :** (i) B-0032, page 8, lignes 30 à 33;

(ii) R-4057-2018, B-0067, pages 25 et 26, tableaux R-10.2-A à R-10.2-D.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur a décidé de déterminer la valeur des coûts évités annuellement et de retenir une moyenne mobile afin d'assurer une stabilité dans le signal utilisé dans les analyses économiques. Pour l'année 2019, les coûts évités sont respectivement de 16,70 \$/kW pour la distribution et 48,21 \$/kW pour le transport (\$ 2019).* » (Nous soulignons)

(ii) Les quatre tableaux R-10.2-A à R-10.2-D présentent la Mise à jour des prévisions du Transporteur, la Mise à jour des intrants relatifs au coût évité de transport, le Calcul du coût évité de transport et le Calcul du coût évité de distribution.

Demandes :

17.1 Veuillez fournir une version à jour, sur la période 2019 à 2028, des quatre tableaux de la référence (ii).

Réponse :

4 Comme il l'avait annoncé en 2018², le Distributeur a apporté des ajustements
5 aux intrants des calculs des coûts évités de transport et de distribution. Ces
6 ajustements, comme la mise à jour des durées de vie des équipements,
7 n'affectent pas la méthodologie d'évaluation de ces coûts évités.

8 Ces coûts évités sont réévalués annuellement. Afin d'assurer une continuité et
9 une relative stabilité au fil des ans, ils sont dorénavant établis en calculant une
10 moyenne mobile utilisant les coûts évités des années antérieures. Les coûts
11 évités intégrant les ajustements aux intrants ont été calculés pour les données
12 des années 2018 et 2019. C'est donc la moyenne des coûts évités de ces deux
13 années qui a permis d'établir les coûts évités apparaissant à la référence (i).

14 Les tableaux R-17.1-A à R-17.1-F présentent le détail du calcul des coûts évités
15 de transport et les tableaux demandés.

² Voir la section 3.2.1 de la pièce HQD-4, document 3 (B-0015) du dossier R-4057-2018.

**TABLEAU R-17.1-A :
MISE À JOUR DES PRÉVISIONS DU TRANSPORTEUR (2018)**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prévision de la demande (MW)	37 871	38 313	38 640	38 846	39 216	39 526	39 805	40 076	40 349	40 606
Croissance annuelle (MW)	176	442	327	206	370	309	280	271	273	256
Investissement requis pour la croissance de la charge locale (M\$ courants)	267	286	358	318	307	312	312	312	311	312

**TABLEAU R-17.1-B :
MISE À JOUR DES INTRANTS RELATIFS AU COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT (2018)**

	VAN (2018 =année de référence)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Projets déjà approuvés (MW)		13	24	84	44	61	35	40	31	30	29
Croissance annuelle sans projets déjà approuvés (MW)	2 204	163	418	243	162	309	274	240	240	243	227
Investissement requis pour la croissance (M\$ courants) (seulement projets non approuvés)	2 151	71	183	326	313	307	312	312	312	311	312

**TABLEAU R-17.1-C :
CALCUL DU COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT (\$2018)**

Coût unitaire		976 \$/kW installé
Coût pour la TSP	+	72 \$/kW
Coût d'entretien	+	288 \$/kW
Coût unitaire total		1 335 \$/kW
Coût évité de transport (annuité sur 40 ans)		49 \$/kW-an

**TABLEAU R-17.1-D :
MISE À JOUR DES PRÉVISIONS DU TRANSPORTEUR (2019)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Prévision de la demande (MW)	37 625	38 433	39 347	40 054	40 407	40 673	40 913	41 067	40 992	41 215
Croissance annuelle (MW)	-240	809	914	707	353	265	241	154	-75	224
Investissement requis pour la croissance de la charge locale (M\$ courants)	290	255	360	437	505	528	-139	336	298	298

TABLEAU R-17.1-E :
MISE À JOUR DES INTRANTS RELATIFS AU COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT (2019)

	VAN (2019 =année de référence)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Projets déjà approuvés (MW)		14	83	54	59	33	38	30	76	26	25
Croissance annuelle sans projets déjà approuvés (MW)	2 629	-254	726	860	648	320	227	211	78	-101	199
Investissement requis pour la croissance (M\$ courants) (seulement projets non approuvés)	2 381	162	200	353	437	505	528	-139	336	298	298

TABLEAU R-17.1-F :
CALCUL DU COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT (\$2019)

Coût unitaire		906 \$/kW installé
Coût pour la TSP	+	66 \$/kW
Coût d'entretien	+	265 \$/kW
Coût unitaire total		1 237 \$/kW
Coût évité de transport (annuité sur 40 ans)		46 \$/kW-an

1 La moyenne du coût évité calculé sur la base des données de 2018 (exprimé en
2 \$2019, soit 50 \$/kW-an) et celles de 2019 permet d'obtenir le coût moyen de
3 48 \$/kW-an apparaissant à la référence (i).

4 Les tableaux R-17.1-G à R-17.1-L présentent le détail du calcul des coûts évités
5 de distribution et les tableaux demandés.

TABLEAU R-17.1-G :
MISE À JOUR DES PRÉVISIONS DU DISTRIBUTEUR (2018)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prévision de la demande (MW)	30 720	31 019	31 396	31 602	31 793	31 989	32 184	32 370	32 556	32 732
Croissance annuelle (MW)	412	295	377	206	191	195	195	186	186	176
Investissement requis pour la croissance (M\$ courants)	115	141	129	85	85	67	74	75	77	79

**TABLEAU R-17.1-H :
MISE À JOUR DES INTRANTS RELATIFS AU COÛT ÉVITÉ DE DISTRIBUTION (2018)**

	VAN (2018 =année de référence)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Projets déjà approuvés (MW)		0	0	67	22	9	10	9	8	8	9
Croissance annuelle sans projets déjà approuvés (MW)	2 026	412	295	310	184	182	185	186	178	178	167
Investissement requis pour la croissance (M\$ courants) (seulement projets non approuvés)	691	84	114	113	85	85	67	74	75	77	79

**TABLEAU R-17.1-I :
CALCUL DU COÛT ÉVITÉ DE DISTRIBUTION (\$2018)**

Coût unitaire		341 \$/kW installé
Coût pour la TSP	+	22 \$/kW
Coût d'entretien	+	71 \$/kW
Coût unitaire total		434 \$/kW
Coût évité de distribution (annuité sur 45 ans)		18 \$/kW-an

**TABLEAU R-17.1-J :
MISE À JOUR DES PRÉVISIONS DU DISTRIBUTEUR (2019)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Prévision de la demande (MW)	30 892	31 398	31 795	32 088	32 303	32 477	32 685	32 887	33 077	33 246
Croissance annuelle (MW)	661	506	393	294	215	174	208	153	190	169
Investissement requis pour la croissance (M\$ courants)	194	188	135	112	81	67	57	58	59	60

**TABLEAU R-17.1-K :
MISE À JOUR DES INTRANTS RELATIFS AU COÛT ÉVITÉ DE DISTRIBUTION (2019)**

	VAN (2019 =année de référence)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Projets déjà approuvés (MW)		15	86	54	57	38	35	35	34	34	32
Croissance annuelle sans projets déjà approuvés (MW)	2 311	646	420	339	237	177	139	173	119	156	137
Investissement requis pour la croissance (M\$ courants) (seulement projets non approuvés)	621	95	90	91	100	81	67	57	58	59	60

TABLEAU R-17.1-L :
CALCUL DU COÛT ÉVITÉ DE DISTRIBUTION (\$2019)

Coût unitaire		269 \$/kW installé
Coût pour la TSP	+	17 \$/kW
Coût d'entretien	+	56 \$/kW
Coût unitaire total		342 \$/kW
Coût évité de distribution (annuité sur 45 ans)		15 \$/kW-an

1 **La moyenne du coût évité calculé sur la base des données de 2018 (exprimé en**
2 **\$2019, soit 19 \$/kW-an) et celles de 2019 permet d'obtenir le coût moyen de**
3 **17 \$/kW-an apparaissant à la référence (i).**

17.2 Veuillez fournir une version à jour, sur la période 2019 à 2028, des tableaux R-10.2-A
et R-10.2-B (ii) mais pour les données et résultats du Distributeur.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 17.1.**

17.3 Veuillez fournir, pour les tableaux fournis en réponse aux demandes précédentes sur
la période 2019-2028, la liste des travaux qui seront nécessaires afin de répondre à la
croissance annuelle, autant pour le Transporteur que pour le Distributeur.

Réponse :

5 **Les projets du Transporteur sont ceux apparaissant aux dossiers tarifaires de**
6 **ce dernier. Pour l'année 2018, voir le tableau 7 de la pièce HQT-9, Document 1**
7 **(B-0031) du dossier R-4058-2018. Pour l'année 2019, voir la section 2.2 du**
8 **tableau de l'annexe 1 de la pièce HQT-6, Document 1 (B-0012) du dossier**
9 **R-4096-2019.**

10 **Pour le Distributeur, comme il a déjà été indiqué à la réponse à la question 10.2**
11 **citée à la référence (ii), les investissements considérés sont ceux se retrouvant**
12 **à l'intérieur de la catégorie Croissance de la demande. Puisqu'il s'agit d'une**
13 **enveloppe, ces montants ne sont pas associés à une liste de projets**
14 **spécifiques.**

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 ^{er} 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
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
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
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
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 ⁽¹⁾	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
Puissance additionnelle requise										
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 :

18.1 Pour chacun des sept moyens apparaissant sous la rubrique « *Gestion de la demande en puissance* » de la référence (ii), veuillez indiquer, avec justification à l'appui, s'il assure automatiquement ou non, selon ce qui est évoqué à la référence (i), un report de certains investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution.

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.**

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 :

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

18.3 Veuillez fournir une démonstration mathématique afin d'appuyer l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle le « *taux de réserve reflète la probabilité que le programme soit disponible au moment de la pointe* ».

Réponse :

5 **La contribution à la pointe d'un moyen de gestion de la demande ne peut être**
6 **prise en compte en totalité que si ce moyen est disponible avec certitude au**
7 **moment de la pointe. Le risque de non-disponibilité d'un moyen nécessite la**

1 prise en compte d'un taux de réserve correspondant. C'est ce que le
2 Distributeur visait dans l'affirmation de la référence (iii).

3 Par ailleurs, le Distributeur rappelle que le taux de réserve est calculé en
4 utilisant le modèle FEPMC, qui tient compte des modalités du moyen de
5 gestion.

18.4 Veuillez démontrer, avec chiffres et références à l'appui, l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle « environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe ».

Réponse :

6 Voir la réponse à la question 18.3 de l'UC à la pièce HQD-5, document 11.

CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE DU PRODUCTEUR

19. Référence : B-0006, page 20, paragraphe 85.

Préambule :

«

2.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE [85] Produire sous forme agrégée, dans le cadre de ses plans d'approvisionnement, les informations relatives aux restrictions d'appareillage et aux restrictions hydrauliques prises en compte dans l'établissement de la réserve requise en puissance.	HQD-2, document 3, section 4.5
---	--------------------------------

»

Demande :

19.1 Veuillez fournir les informations requises en référence que l'on ne peut retrouver à la section 4.5 de la pièce HQD-2, document 3, celle-ci ne présentant que des informations en énergie.

Réponse :

7 Les restrictions hydrauliques et d'appareillage sont de l'ordre de 1 400 MW
8 dont, à peu près, 10 MW de restrictions d'appareillage.

CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR

20. **Références :** (i) D-2017-140, page 62, paragraphes 189 et 190;
(ii) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_Criteres/HQD_AnnexeB_11decembre2019.pdf .

Préambule :

(i) « [189] La Régie considère que le Producteur a une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau selon les critères approuvés. La Régie maintient tel quel le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014.

[190] Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178, ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production, sont les minimums requis pour cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie. » (Nous soulignons)

(ii) Le suivi du respect du critère de fiabilité du Producteur – Annexe B déposé le 11 décembre 2019 ne comporte pas l'historique des stocks énergétiques sur la période des 14 dernières années (D-2005-178, page 42).

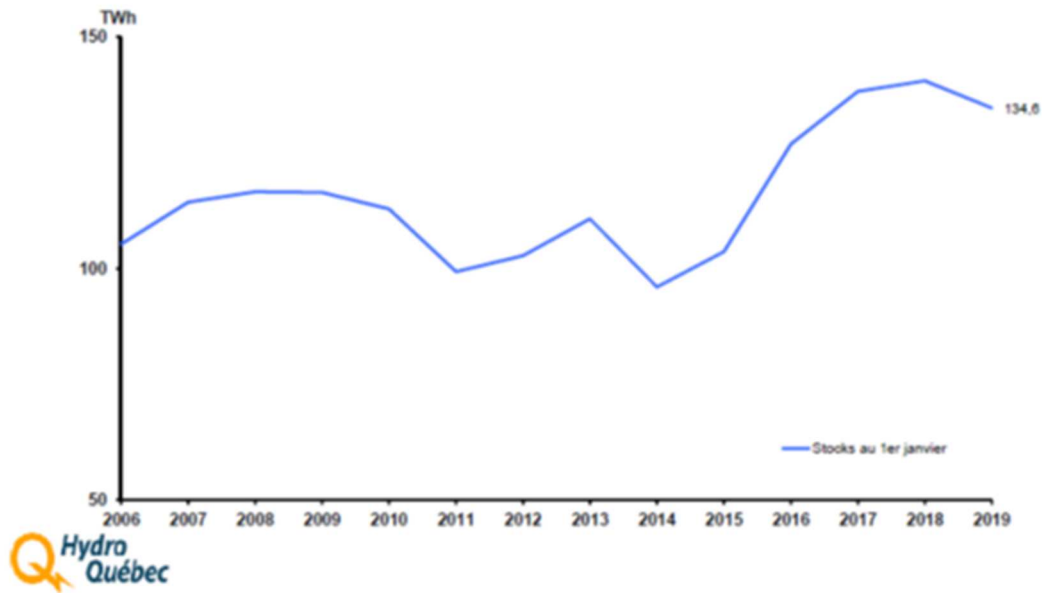
Demande :

- 20.1 Afin de respecter l'ordonnance de la Régie à la référence (i) veuillez fournir la page manquante du suivi de la référence (ii), soit l'historique des stocks énergétiques sur la période des 14 dernières années (D-2005-178, page 42).

Réponse :

- 1 **La figure R-20.1 présente l'historique des stocks énergétiques pour la période**
2 **2006-2019.**

FIGURE R-20.1 :
HISTORIQUE DES STOCKS ÉNERGÉTIQUES DU PRODUCTEUR – 2006-2019



STRATÉGIES D’APPROVISIONNEMENT

- 21. Référence :** (I) B-0006, page 17, paragraphe 31;
(ii) B-0009, page 81, tableau 11.1;
(iii) B-0009, page 18, tableau 3.2.

Préambule :

(I) «

<p>31. Présenter les diverses stratégies d’approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.</p>	<p>HQD-2, document 3, sections 3 et 4</p>
---	---

»

(ii) «

TABLEAU 11.1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE - SOMMAIRE

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
En MW																					
Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	350	400	400	400	400	400	0	0
Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	150	400	400	400	400	16	0	0
Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	200	0	0	0	0
Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	250	400	400	0	0	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0
En TWh																					
Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-6,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,0	-2,2	-1,3	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0

»

(iii) «

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
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	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	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 ⁽¹⁾	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	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• 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	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- 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	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

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

»

Demandes :

21.1 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée préconisée par le Distributeur à la référence (ii) répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur l'horizon du Plan. En particulier, veuillez démontrer qu'il est plus avantageux en termes de coût d'utiliser le rappel d'énergie et de puissance en 2021 et 2022 au lieu de l'utiliser en 2025, 2026 et début 2027.

Réponse :

1 **Dans son exercice de planification de long terme, le Distributeur établit les**
2 **rappels d'énergie différée de façon à répondre d'abord aux besoins en énergie**
3 **tout en tenant compte des contraintes inhérentes aux conventions d'énergie**
4 **différée, notamment l'obligation d'écouler le solde du compte d'énergie différée**
5 **à la fin des conventions.**

6 **De façon générale, et toujours dans le cadre de la planification au-delà de**
7 **l'année courante, le Distributeur prévoit d'abord utiliser les**
8 **approvisionnements dont il dispose avant de prévoir l'acquisition de nouveaux**
9 **approvisionnements, même de court terme. C'est le cas pour l'utilisation des**
10 **rappels d'énergie différée mais aussi pour tous les approvisionnements du**
11 **Distributeur qui comportent une certaine flexibilité, comme le contrat cyclable**
12 **et les contrats de puissance avec le Producteur. Toutefois, avant d'émettre les**
13 **préavis requis pour prendre livraison de ce type d'approvisionnement, le**
14 **Distributeur procède à des analyses détaillées de ses différentes options, dont**
15 **les achats sur les marchés de court terme.**

16 **Ainsi, en ce qui concerne la planification des rappels d'énergie différée intégrée**
17 **dans les bilans d'énergie et de puissance, le Distributeur précise qu'aucun**
18 **engagement n'y est relié pour le moment. D'une part, les rappels pour l'hiver**
19 **2020-2021, s'il y a lieu, seront demandés au Producteur à l'automne 2020 à la**
20 **suite d'une analyse plus détaillée du contexte énergétique et économique.**
21 **D'autre part, aucun approvisionnement de long terme n'a été acquis sur la base**
22 **des rappels prévus. Avant de demander l'approbation à la Régie pour**
23 **l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme, le Distributeur**
24 **évaluera finement les diverses options disponibles.**

25 **De plus, le Distributeur rappelle que les besoins pour de nouveaux**
26 **approvisionnements en puissance croissent rapidement entre l'hiver 2025-2026**
27 **et l'hiver 2028-2029 et que le bilan de puissance présente une contribution**
28 **maximale des marchés de court terme pour ces hivers. Ainsi, même si un**
29 **déploiement alternatif des rappels d'énergie différée était planifié, les besoins**
30 **en puissance devront être comblés par de nouveaux approvisionnements de**
31 **long terme dans les prochaines années. Le Distributeur suit la situation de près**
32 **et poursuit ses analyses afin de s'assurer de lancer les démarches appropriées**
33 **au moment opportun pour la mise en place de nouveaux approvisionnements,**
34 **et ce, compte tenu des délais anticipés.**

21.2 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle les rappels de 350 MW à l'hiver 2020-2021 et de 400 MW à l'hiver 2021-2022, apparaissant à la référence (ii) et inclus dans la ligne « *Contrats avec HQP* » de la référence (iii), ne sont pas nécessaires pour satisfaire le bilan de puissance alors que ceci pourrait être fait notamment en haussant la « *Contribution des marchés de court terme* ».

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 21.1.**

21.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle un rappel de 400 MW à l'hiver 2025-2026 permettrait, selon la référence (iii) de retarder d'un an le besoin d'acquérir des « *Approvisionnements de long terme* ».

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 21.1.**

21.4 Pour chacun des mois de janvier 2021, février 2021, janvier 2022 et février 2022, veuillez indiquer le nombre d'heures par mois où des achats d'énergie de court terme additionnels seraient requis et l'énergie mensuelle associée dans le cas où le Distributeur ne procédait pas au rappel d'énergie et de puissance au cours de ces quatre mois, contrairement à ce qu'il préconise à la référence (ii).

Réponse :

3 **Le Distributeur ne considère pas opportun de procéder à l'analyse de divers**
4 **scénarios alternatifs tels que celui demandé par l'intervenant.**

21.5 Pour chacun des mois de janvier 2021, février 2021, janvier 2022 et février 2022, veuillez indiquer l'énergie mensuelle additionnelle qui serait requise du contrat cyclable et de l'électricité patrimoniale dans le cas où le Distributeur ne procédait pas au rappel d'énergie et de puissance au cours de ces quatre mois, contrairement à ce qu'il préconise à la référence (ii).

Réponse :

5 **Le Distributeur ne considère pas opportun de procéder à l'analyse de divers**
6 **scénarios alternatifs tels que celui demandé par l'intervenant.**

CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME

22. Référence : B-0009, pages 45 et 46.

Préambule :

« La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB Power, même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'importation de 785 MW. Comme le profil des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent faibles lors des périodes de charge importante au Québec.

De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure. La mise en service de la ligne Chamouchouane Boût-de-l'île pourrait réduire ou éliminer cette contrainte. Les études du Transporteur en prévision de l'hiver 2019-2020 permettront d'en apprendre davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin.

La contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède. » (Nous soulignons)

Demandes :

22.1 À partir de l'analyse en continu effectuée par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure, tel que mentionné à la référence, veuillez fournir le nombre d'heures au cours des deux derniers hivers où la capacité d'importer du Nouveau-Brunswick a été réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne, au cours des 300 heures de plus fortes charges.

Réponse :

1 **Le Transporteur fait l'analyse en continu de son réseau en mode prévisionnel.**
2 **Ainsi, lorsque le Distributeur prévoit faire une importation du Nouveau-**
3 **Brunswick, le Transporteur est en mesure de confirmer ou non la faisabilité de**
4 **sa demande d'importation par l'interconnexion NB-HQT.**

5 **Toutefois, le Transporteur ne fait pas un suivi de ses analyses. Considérant la**
6 **charge de travail importante pour le Transporteur de compiler les données afin**
7 **de répondre à la demande, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir**
8 **l'information dans des délais acceptables au prix d'efforts raisonnables.**

9 **Comme mentionné dans le complément de preuve à la pièce HQD-2,**
10 **document 3 (B-0009), page 46, les quantités en provenance de ce marché sont**
11 **variables et elles peuvent être nulles.**

1 **Le Distributeur communique annuellement avec NB Power pour s'informer s'il**
2 **y a une marge disponible en provenance du Nouveau-Brunswick.**

22.2 À partir de l'analyse en continu effectuée par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure, tel que mentionné à la référence, veuillez fournir le nombre d'heures au cours des deux derniers hivers où la capacité d'importer du Nouveau-Brunswick a été nulle en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne, au cours des 300 heures de plus fortes charges.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 22.1.**

22.3 Veuillez fournir les conclusions des études du Transporteur en prévision de l'hiver 2019-2020 dont il est question à la référence qui permettront d'en apprendre davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 22.1.**

5 **Pour l'hiver 2019-2020, le Transporteur a confirmé au Distributeur que**
6 **l'importation d'énergie à la pointe du réseau par l'interconnexion avec le**
7 **Nouveau-Brunswick n'entraînerait pas d'énergie captive sur le réseau dans les**
8 **scénarios de pointe étudiés.**

22.4 Pour chacune des cinq dernières années, veuillez fournir la valeur de la contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT qui a été confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède, tel que décrit à la référence.

Réponse :

9 **Lors de l'analyse de la préparation à la pointe des cinq derniers hivers, le**
10 **chemin d'import NB-HQT n'a pas été pris en compte. Pour les quatre premières**
11 **années, la cause étant que l'énergie était captive sur une limite interne du**
12 **réseau (la limite sud). Pour la dernière année (hiver 2019-2020), ce chemin n'a**
13 **pas partie des ressources désignées du Distributeur en raison des faibles**
14 **quantités offertes par NB Power.**

15 **Voir également la réponse à la question 22.1.**

- 23. Références :** (i) B-0009, page 48, lignes 7 à 14;
(ii) R-4112-2019, B-0016, page 7.

Préambule :

(i) « *Ce projet d'interconnexion, d'une capacité d'exportation de 1 200 MW, relierait le Québec au sud de l'État du Maine [note de bas de page omise].*

Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle. Il n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et du Québec.

La mise en service est officiellement prévue pour 2022. » (Nous soulignons)

(ii) « *À ce sujet, le Transporteur précise qu'il ne s'agit pas d'une ligne « privée ». Ainsi, toute demande visant le nouveau point d'interconnexion serait examinée aux termes des Tarifs et conditions (article 15) et pourrait permettre au Transporteur de fournir le service demandé.*

Comme le Transporteur l'indique dans sa preuve [note de bas de page omise], il ne s'agit pas d'une ligne unidirectionnelle. Bien que la fonction première de la ligne projetée soit de répondre à une demande pour l'obtention d'un service de transport ferme de point à point vers le Maine, cette ligne offrira une sécurité supplémentaire pour le réseau québécois puisqu'elle permettra également l'importation d'électricité sous certaines conditions commerciales ou advenant des difficultés d'approvisionnement local en énergie. Il s'agirait donc d'un nouveau lien permettant de renforcer la sécurité énergétique des consommateurs d'électricité du Québec en cas d'événement majeur. » (Nous soulignons)

Demande :

- 23.1** Veuillez concilier les informations soulignées des références (i) et (ii).

Réponse :

1 **Le Distributeur prend note de l'information rendue disponible par le**
2 **Transporteur en date du 19 novembre 2019, comme cité dans le préambule (ii).**
3 **Toutefois, comme mentionné au préambule (i), le projet n'a pas obtenu toutes**
4 **les autorisations requises puisqu'il est présentement examiné par la Régie pour**
5 **le volet de la ligne en sol québécois. Pour cette raison, le Distributeur n'a pas**
6 **entrepris de démarches quant à la possibilité de recourir à cette nouvelle**
7 **interconnexion en mode importation ni d'évaluation visant à potentiellement**
8 **bonifier les capacités disponibles en puissance et en énergie.**

- 1 De plus, le Distributeur endosse la position exprimée par le Transporteur dans
2 ses réponses aux questions 2.1 et 2.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-3,
3 document 2 (B-0027) du dossier R-4112-2019.

24. Référence : D-2017-140, page 58, paragraphe 172.

Préambule :

« [172] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur quant à la capacité des marchés voisins de contribuer aux besoins en puissance du Distributeur à la pointe. Cependant, elle demeure préoccupée à l'égard de la profondeur des marchés de puissance et estime que le potentiel de contribution en puissance des marchés de court terme, estimé par le Distributeur à 1 100 MW, demeure une valeur susceptible d'évoluer dans les années à venir. Elle demande donc au Distributeur de poursuivre ses démarches de suivi et de déposer, dans les états d'avancement du Plan, une mise à jour des capacités des différentes interconnexions actuelles et futures, de même qu'une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre à ses besoins de puissance à la pointe. » (Nous soulignons)

Demande :

- 24.1 Tel que demandé à la référence, veuillez fournir l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre aux besoins de puissance à la pointe.

Réponse :

- 4 À ce jour, le Distributeur ne constate pas d'évolution du marché interne
5 permettant une modification du potentiel de 1 100 MW.

POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

- 25. Référence :** (i) B-0009, page 60, tableau 7.5;
(ii) B-0009, page 61, tableau 7.7.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 7.5 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEURS CI (SANS MESURE GROUPE ÉLECTROGÈNE)
ANNÉE 2020

Mesure	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Ajout d'un SGÉ avec gestion de la puissance selon les besoins du Distributeur	41,7	71,8	43,8
Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants	2,5	21,2	196,0
Chauffe-eau électrique – contrôlé avec un système de gestion de l'énergie (SGÉ) ou ajout d'un système de contrôle	14,0	50,1	66,1
Fermeture partielle de l'éclairage – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	13,5	21,2	16,0
Gestion optimale des températures de consigne – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	9,0	22,6	63,4
Interruption de l'humidification – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	4,1	21,2	4,1
Réduction du débit d'air neuf – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	27,8	37,4	253,0
Réduction du débit de ventilation – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	6,6	21,2	25,8
Refroidissement gratuit au lieu de refroidisseur avec récupération de chaleur	8,3	20,4	4,4
Stockage thermique – contrôle par le Distributeur	45,1	105,4	541,6
TOTAL			1 214,2

»

(ii) «

TABLEAU 7.7 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEUR PMI
ANNÉE 2020

Mesure	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Chauffe-eau électrique – contrôlé avec un système de gestion de l’énergie (SGÉ) ou ajout d’un système de contrôle	34,5	71,8	20,2
Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants	3,6	20,4	145,2
TOTAL			165,4

»

Demande :

25.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne développe pas les mesures des références qui montrent des coûts unitaires très bas au lieu de développer des mesures comme celles qui sont prévues à son bilan de puissance. Par exemple, Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants des secteurs CI (196 MW à 2,5 \$/kW), des secteurs PMI (145 MW à 3,6 \$/kW), Gestion optimale des températures de consigne (63 MW à 9,0 \$/kW), etc.

Réponse :

1 **Les mesures citées dans les références sont déjà admises dans les**
 2 **programmes de gestion de la demande de puissance.**

SERVICES COMPLÉMENTAIRES

26. Référence : (i) R-4052-2018, B-0005, page 7, lignes 13 à 16;
 (ii) B-0009, pages 82 à 88, section 11.2.

Préambule :

(i) « *Par ailleurs, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées. Ces centrales ont comme particularité d’être situées dans la partie sud du réseau et contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport.* » (Nous soulignons)

(ii) La section 11.2 présente l'Entente concernant les services complémentaires associés à l'approvisionnement patrimonial, entre le Producteur et le Distributeur.

Demande :

26.1 Veuillez expliquer l'impact des fermetures de centrales mentionnées à la référence (i) sur le respect de l'entente de la référence (ii). En particulier, veuillez indiquer si le Distributeur considère que l'entente prévoit que le Producteur doit fournir des services complémentaires additionnels pour compenser la fermeture desdites centrales. Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle que le décret D-1277-2001 porte sur les caractéristiques**
2 **de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale**
3 **(décret sur l'électricité patrimoniale). Ce décret fait référence à un**
4 **approvisionnement d'un volume annuel d'électricité que le fournisseur**
5 **d'électricité (le Producteur) doit rendre disponible au Distributeur. Les**
6 **obligations du Producteur à cet effet visent un volume d'électricité sans**
7 **désignation de centrales. Le Producteur peut s'acquitter de ses obligations à**
8 **partir des ressources à sa disposition. Le décret sur l'électricité patrimoniale**
9 **n'oblige d'aucune façon le Producteur à maintenir des centrales spécifiques en**
10 **fonction.**

11 **De même, selon l'entente concernant les services nécessaires et généralement**
12 **reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement**
13 **patrimonial (les Services complémentaires), le Producteur doit fournir les**
14 **Services complémentaires prévus à l'entente dont notamment le service de**
15 **réglage de tension, sans désignation de centrales.**

16 **Considérant ce qui précède, l'entente sur les Services complémentaires prévoit**
17 **donc que le Producteur doive fournir les Services complémentaires selon les**
18 **caractéristiques décrites, mais ne prévoit pas que le Producteur doive fournir**
19 **des Services complémentaires additionnels pour compenser la fermeture d'une**
20 **centrale.**

ÎLES-DE-LA-MADELEINE

27. Référence : (i) B-0031, page 4, lignes 6 à 20;
(ii) <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1574/hydro-quebec-et-energie-nb-signent-des-ententes-visant-lachat-delectricite-et-le-partage-dexpertise/> .

Préambule :

(i) « Le Projet comprend un circuit de deux câbles sous-marins d'environ 225 km pour relier l'archipel à la Gaspésie, soit du poste de Cap-aux-Meules au poste de Percé. Le Projet comporte aussi la construction de deux lignes de transport souterraines : une entre la côte de la Gaspésie et le poste de Percé, ainsi qu'une entre la côte des IDLM et le poste de Cap-aux-Meules.

Ce projet est dirigé par une équipe d'experts chevronnés chez Hydro-Québec (l'équipe de projet). Cette équipe s'assure d'avoir une solution éprouvée qui garantira la qualité et la fiabilité du service aux IDLM en concevant un lien fiable avec le continent.

Le lien projeté permettra de répondre de façon durable aux besoins de la communauté des IDLM avec une énergie majoritairement hydroélectrique, une source d'énergie fiable et propre.

Afin d'assurer la fiabilité en puissance, la centrale thermique actuelle sera maintenue en réserve et permettra d'alimenter le réseau en cas d'indisponibilités (maintenance, pannes) du lien avec le réseau intégré. » (Nous soulignons)

(ii) Le 10 janvier 2020, Hydro-Québec et Énergie NB ont annoncé la signature d'ententes visant l'achat d'électricité et le partage d'expertise.

Demande :

- 27.1 Veuillez indiquer si la centrale thermique actuelle dont il est question à la référence (i) sera suffisante pour alimenter le réseau en cas d'indisponibilités du lien avec le réseau intégré.

Réponse :

1 **Oui, la centrale sera suffisante.**

- 27.2 Veuillez expliquer le besoin de deux câbles sous-marins d'environ 225 km tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

2 **Un circuit (un lien) à courant continu nécessite deux câbles pour fonctionner.**

27.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a considéré le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine plutôt à partir des provinces maritimes plus près que la Gaspésie (par exemple la Nouvelle-Écosse ou l'Île du Prince Édouard) surtout dans le contexte de la référence (ii) où Hydro-Québec prévoit signer des ententes avec le Nouveau-Brunswick. Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 24.2 de l'AQPER à la pièce HQD-5, document 4.**

ANNEXE A :

RÉPONSE À LA QUESTION 11.1

Energy Forecasting Group (EFG)

Membership Overview

Itron has been one of the leading experts in end-use energy analysis and forecasting since the development of end-use modeling in the early 1980's. Let us share our expertise with you. Itron offers end-use data and forecasting support services through membership in its Energy Forecasting Group (EFG).

EFG data, models, and support services provides members with a means to develop forecast models that capture the impact,of changing end-use ownership and efficiency trends on energy and demand. With a resurgence of Integrated Resource Plan (IRP) filings, longer-term financial forecasts, rate cases, demand-side planning (DSM) programs, and the growth of PV and EV markets, it is more critical than ever to capture end-use technology and structural changes as well as economic conditions in your forecast. Through the EFG, let Itron provide you with the necessary tools.

Membership is segmented into three sectors: residential, commercial and industrial. You can choose to join one, two or all three.

Features & Benefits

Members provide the direction of the group, which continues to evolve over time. Currently, Itron provides support services and the following data to EFG members:

Statistically Adjusted End-use (SAE) Models

The SAE method embodies the integration of end-use concepts and trends into a monthly econometric forecasting framework. Itron works closely with the Energy Information Administration (EIA) to develop and update regional end-use saturation and efficiency projections. Saturation and efficiency projections are incorporated into regional monthly sales forecast models that can be calibrated to your service area. EFG members receive monthly sales forecast models constructed for each of the primary U.S. census regions (MetrixND project files) and the associated regional databases. Residential and commercial electric and gas SAE models are available to members.

Other Benefits

- Receive periodic memos on timely subjects such as appliance standards, emission standards, and regional pricing.
- Receive a summary of the latest EIA Annual Energy Outlook (AEO).
- Receive summaries of the EIA's recently published Residential Energy Consumption Survey (RECS), Commercial Buildings Energy Consumption Survey (CBECS), and Manufacturing Energy Consumption Survey (MECS) reports.
- Provide input on future research and membership deliverables.
- Participate in an EFG member on-line forum. This forum provides members with an avenue to confer with peers on topics related to end-use forecasting.
- Receive annual energy survey report and other industry surveys conducted by Itron.

Annual Meeting

Itron coordinates an annual meeting that includes long-term forecasting and end-use topic discussions along with keynote speakers from the EIA and other energy forecasting professionals. The meeting is an excellent source for end-use forecasting directions and initiatives, as well as a networking opportunity for forecasters. Members attend this meeting at a reduced registration fee.

Residential EFG Group Deliverables

- Annual updates to the electric and gas versions of the basic SAE spreadsheet and associated MetrixND files for the nine census divisions.
- Periodic updates to the Separate Electric End-Use Analysis Spreadsheets which include:
 - Central Air Conditioners
 - Room Air Conditioners
 - Gas Space Heating
 - Refrigerators
 - Freezers
 - Electric Water Heating
 - Gas Water Heating
 - Dryers
 - Dishwashers
- Limited technical support of EPRI's REEPS Model
- Annual updates to the Extended Policies Case.

Commercial EFG Group Deliverables

- Annual updates to the electric and gas versions of the basic SAE spreadsheet and associated MetrixND files for the nine census divisions.
- Limited technical support of EPRI's COMMEND Model
- Annual updates to the Extended Policies Case.

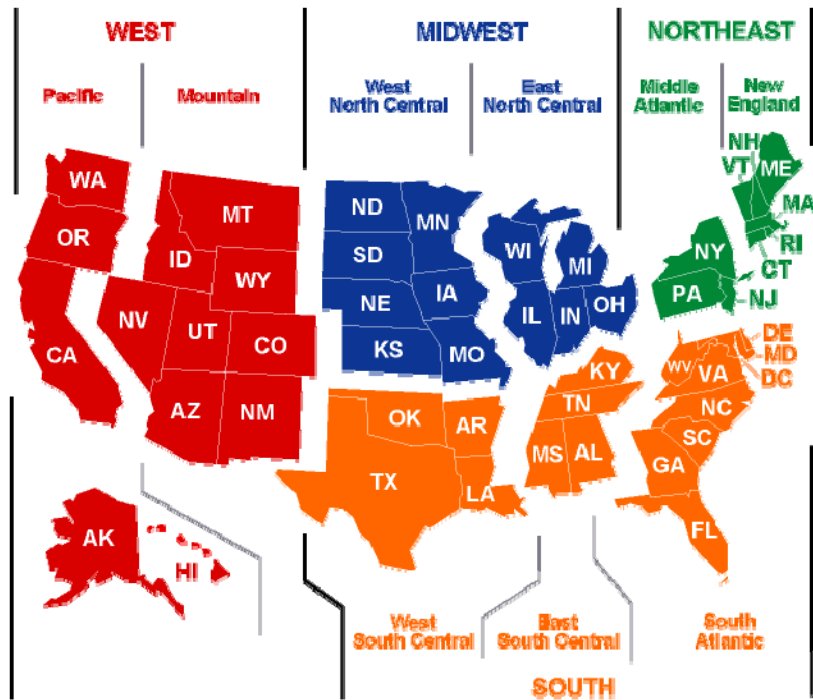
Industrial EFG Groups

- Annual updates to the electric version of the basic SAE spreadsheet and associated MetrixND project file on the national level.
- Limited technical support of EPRI's INFORM Model

EIA Census Regions

The nine census regions include:

- NewEngland
- MiddleAtlantic
- East North Central
- West North Central
- SouthAtlantic
- East South Central
- West South Central
- Mountain
- Pacific



Dues

Membership is available for residential, commercial and industrial sectors and is offered on an annual basis. Contact Itron for current pricing.

Contacts

For more information on the EFG or list of current members, please contact Paige Schaefer at 800-755-9585 or paige.schaefer@itron.com.