

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de l'Association hôtellerie Québec et l'Association
restauration Québec
(« AHQ-ARQ »)**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HQT

JUSTIFICATION DU BESOIN POUR LE PROJET

1. **Références :** (i) B-0004, page 10, tableau 2;
 (ii) R-4167-2021, B-0069, page 8, tableau 1;
 (iii) R-3888-2014, B-0258, page 98 (PDF 100);
 (iv) R-4140-2020, B-0026, page 7, réponse 5.1.

Préambule :

(i) «

Tableau 2
Évolution de la charge des postes de Duvernay et du Bout-de-l'Île à 735-315 kV

Installation	Capacité de transformation (MVA)	Prévision de la demande septembre 2021 (MVA)														
		21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33	33-34	34-35	35-36
Duvernay, 735-315 kV	4 366	4 091	4 214	4 327	4 353	4 373	4 398	4 430	4 447	4 478	4 510	4 542	4 576	4 617	4 662	4 709
Bout de l'île, 735-315 kV	2 211	1 808	1 858	1 902	1 915	1 919	1 930	1 967	1 978	1 990	2 003	2 019	2 042	2 051	2 072	2 096

Cellule en ombré rouge : année pour laquelle la capacité de transformation est dépassée

»

(ii) «

Tableau 1
État de la transformation des postes du réseau principal
prévu à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver – Transit (MVA)	Hiver – Capacité ferme (MVA)	Hiver – Transit post-évén. (MVA)	Été – Transit (MVA)	Été – Capacité ferme (MVA)	Été – Transit post-évén. (MVA)
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été						
NORD									
Abitibi 735/315	2 de 1650	4620	3300	656	2310	642	270	1650	269
Chibougamau 735/161	2 de 250	700	500	56	350	56	18	250	18
Nemiscau 735/315	2 de 1650	4620	3300	1260	2310	1270	1264	1650	1266
Radisson 735/315	2 de 1650	4620	3300	1096	2310	1076	886	1650	882
Saguenay 735/161	3 de 699	2936	2097	724	1947	702	519	1391	482
Tilly 735/315	2 de 1650	4620	3300	1462	2310	1471	602	1650	602
OUEST									
Chénier 735/315	4 de 1650	9240	6600	2092	6872	1843	1792	4908	1787
Duvernay 735/315	3 de 1650	6930	4950	3926	4561	3925	1251	3258	1258
Grand-Bruël 735/120	3 de 450	1890	1350	773	1260	759	292	900	288
Judith-Jasmin 735/120	2 de 900	2520	1800	444	1260	443	185	900	186
SUD									
Boucherville 735/315	1 de 999 + 2 de 1110	4507	3219	1530	2821	1526	639	2015	640
Boucherville 735/230	3 de 1110	4662	3330	1155	3017	1056	650	2155	594
Bout-de-l'île 735/315	2 de 1650	4620	3300	1679	2310	1700	741	1650	750

»

- (iii) « **37.1 Information requise annuellement du Distributeur : Le Distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux**

décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

(i) une description de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires à la pointe coïncidente et non coïncidente, en été et en hiver ;

(ii) le niveau et la localisation des charges interruptibles, s'il en est, comprises dans la charge locale. Cette information doit inclure les besoins de puissance estivale et hivernale de chaque charge interruptible (comme si elle n'était pas interruptible), la partie de la charge qui est susceptible d'interruption, les conditions auxquelles une interruption peut être mise en œuvre et les limites, s'il en est, applicables à la quantité et à la fréquence des interruptions. Le Distributeur doit indiquer la quantité de charge de ses clients interruptibles (s'il en est) incluse dans les prévisions de charge sur 10 ans fournies en réponse au point (i) ci-dessus ; » (Nous soulignons)

- (iv) « 5.1 Relativement à la référence, veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le Distributeur aurait pu choisir de réduire ses prévisions de charges des outils de gestion sous son contrôle et alors le Transporteur planifierait son réseau sur la base de ces prévisions réduites fournies par le Distributeur.

Réponse :

Le Transporteur et le Distributeur considèrent qu'il n'est pas souhaitable d'intégrer les moyens de gestion à même les prévisions du Distributeur. Les moyens de gestion doivent demeurer dans le portefeuille de solutions possibles et être analysés indépendamment de la prévision. Ceci permet de prendre les meilleures décisions lorsque vient le moment de résoudre un problème de dépassement de capacité dans un poste. C'est lors de cette étape que le Transporteur et le Distributeur analysent les différents moyens de gestion et peuvent, ou non, en recommander leur mise en application. »
(Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1 Au poste Duvernay 735/315, veuillez expliquer la hausse de 165 MVA (+4,2 %) entre la prévision de la demande de 3 926 MVA pour l'hiver 2020-2021 (référence (ii)) et de 4 091 MVA pour l'hiver 2021-2022 (référence (i)).

Réponse :

- 1 **Le Transporteur précise que les valeurs de capacité, de prévision de charges et**
2 **de transits prévus dans les postes, présentées aux références (i) et (ii), ne**

1 peuvent pas être comparées entre elles car elles sont déterminées à l'aide de
2 méthodologies différentes et pour des fins différentes.

3 En effet, les valeurs de la référence (i) visent à évaluer la suffisance ou non de
4 la capacité de transformation d'un poste selon différentes conditions propres à
5 la zone du poste et ce, dans le cadre de la planification du réseau. Quant aux
6 valeurs de la référence (ii), elles reflètent une situation d'exploitation du réseau
7 et servent à analyser la capacité d'un poste à faire face aux conditions de réseau
8 attendues au moment de la pointe provinciale de l'hiver à venir (2020-2021 dans
9 ce cas-ci).

10 Ainsi, les prévisions de la demande présentées à la référence (i) sont obtenues
11 à partir de la prévision de charge fournie par le Distributeur, pour la pointe de
12 chaque postes satellites, alors que celles de la référence (ii) présentent la charge
13 prévue dans les postes, coïncidente à la pointe de l'ensemble du Québec.

14 Le Transporteur réfère l'intervenant à la réponse 1.2 ci-dessous et à la réponse
15 à la question 1.9 de la demande de renseignement (« DDR ») numéro 1 de la
16 Régie à la pièce HQT-3, Document 1, pour le détail de la croissance de la
17 prévision de charges entre les hivers 2020-2021 et 2021-2022.

18 Concernant les capacités de transformation, celles de la référence (i), retenues à
19 des fins de planification, sont calculées à partir des capacités nominales
20 estivales (à 30°C) auxquelles sont appliqués un facteur de surcharge (calculé
21 à 0°C qui dépend des caractéristiques des transformateurs dans le poste) et un
22 facteur permettant de prendre compte le cycle de charge journalier pour les
23 postes de transformation qui servent à l'alimentation de la charge. Les capacités
24 présentées à la référence (ii) sont quant à elles calculées à partir des capacités
25 estivales (à 30°C) de chacun des postes, multipliées par un facteur de surcharge
26 hivernal admissible à -20°C de 1,4.

27 Voir également la réponse à la question 1.8 de la DDR numéro 1 de la Régie à la
28 pièce HQT-3, Document 1.

1.2 Au poste Bout-de-l'Île 735/315, veuillez expliquer la hausse de 129 MVA (+7,7 %) entre la prévision de la demande de 1 679 MVA pour l'hiver 2020-2021 (référence (ii)) et de 1 808 MVA pour l'hiver 2021-2022 (référence (i)).

Réponse :

29 Le Transporteur a obtenu les informations suivantes du Distributeur.

30 Le tableau R1.2 présente les croissances annuelles prévues au poste du
31 Bout-de-l'Île à 735-315 kV ainsi que les principaux éléments expliquant celles-ci
32 pour la période allant de l'hiver 2020-2021 à l'hiver 2024-2025. À noter que les
33 valeurs réelles normalisées pour l'hiver 2020-2021, et non le transit à la pointe

- 1 **annuelle, ont été utilisées pour calculer la croissance sur les hivers 2020-2021**
 2 **et 2021-2022 pour les raisons énoncées en réponse à la question 1.1.**

Tableau R1.2 :

Explication de la croissance au poste du Bout-de-l'Île à 735-315 kV

Pointes hivernales	21-22 vs 20-21	22-23 vs 21-22	23-24 vs 22-23	24-25 vs 23-24
Différence de prévision (MVA)	64	50	44	13
Croissance naturelle *	9	10	13	12
Charges ponctuelles	22	35	4	0
Transferts	33	0	27	1
Clients Haute tension	0	4	0	0

* La croissance naturelle inclut également les efforts de décarbonation (électrification des transports et conversions) et les pertes

- 1.3 Veuillez fournir la pointe de charge réelle normalisée observée au cours des cinq derniers hivers pour les postes Duvernay 735/315 et Bout-de-l'Île 735/315.

Réponse :

- 3 **La pointe de charge réelle normalisée observée au cours des cinq derniers**
 4 **hivers n'est pas disponible pour les postes de Duvernay et du Bout-de-l'Île à**
 5 **735-315 kV.**

- 6 **De plus, le Transporteur précise que la charge réelle mesurée au poste n'est pas**
 7 **utilisée dans le cadre de la planification du réseau.**

- 1.4 Veuillez expliquer les hausses significatives de la prévision de la demande aux postes Duvernay 735/315 et Bout-de-l'Île 735/315 pour chacun des hivers 2022-2023 et 2023-2024, tel qu'il apparaît à la référence (i).

Réponse :

- 8 **Voir la réponse à la question 1.2 pour le poste du Bout-de-l'Île.**

- 9 **Voir la réponse à la question 1.9 de la DDR numéro 1 de la Régie à la pièce**
 10 **HQT-03, Document 1 pour les détails concernant la croissance de charge prévue**
 11 **au poste de Duvernay.**

- 1.5 Au poste Duvernay 735/315, veuillez expliquer la baisse significative de 195 MVA (-4,3 %) entre la capacité ferme de 4 561 MVA (référence (ii)) et la capacité de transformation de 4 366 MVA (référence (i)). Veuillez fournir les études pertinentes qui démontrent le besoin d'une telle baisse.

Réponse :

- 12 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.6 Au poste Bout-de-l'Île 735/315, veuillez expliquer la baisse significative de 99 MVA (-4,3 %) entre la capacité ferme de 2 310 MVA (référence (ii)) et la capacité de transformation de 2 211 MVA (référence (i)). Veuillez fournir les études pertinentes qui démontrent le besoin d'une telle baisse.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 1.1.

1.7 Pour les postes Duvernay 735/315 et Bout-de-l'Île 735/315 et pour tous les postes sources et satellites qui sont dans le périmètre du présent projet, veuillez fournir toute l'information la plus récente qui a été fournie par le Distributeur au Transporteur dans le cadre des articles de la référence (iii).

Réponse :

2 La prévision des postes sources et satellites alimentés par les postes de
 3 Duvernay et du Bout-de-l'Île à 735-315 kV est fournie dans le tableau R1.7. Les
 4 prévisions des postes stratégiques et des postes sources sont calculées par le
 5 Transporteur à partir, notamment, de la prévision de la demande des postes
 6 satellites fournie par le Distributeur en septembre 2021, considérant la
 7 configuration normale du réseau.

Tableau R1.7
Détail de la prévision du poste de Duvernay et du Bout-de-l'Île à 735-315 kV

Installation	Capacité de transformation (MVA)	Prévision de la demande septembre 2021 (MVA)														
		21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32	32-33	33-34	34-35	35-36
Duvernay 315-120 kV		1 000	914	944	955	962	970	976	983	990	997	1 004	1 012	1 020	1 030	1 042
Saraguay 315-120 kV		1 038	1 067	1 074	1 085	1 068	1 096	1 108	1 117	1 126	1 136	1 146	1 157	1 170	1 184	1 198
Notre-Dame 315-120 kV		824	806	776	743	721	699	702	693	697	701	705	709	715	723	732
St-Jean 315-25kV		42	89	119	137	174	175	177	178	180	182	183	185	186	188	189
Des Sources 315-25kV		518	525	533	540	547	553	558	563	568	572	577	582	587	593	597
Langelier 315-25kV		508	515	517	520	523	525	527	529	531	534	536	539	542	546	550
Saraguay 315-25kV		161	170	178	180	181	181	183	183	184	185	185	186	187	188	189
Le Corbursier 315-25kV		0	128	137	143	148	150	151	152	153	155	156	158	160	162	164
Client raccordé au réseau de transport		0	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Duvernay, 735-315 kV	4 366	4 091	4 214	4 327	4 353	4 373	4 398	4 430	4 447	4 478	4 510	4 542	4 576	4 617	4 662	4 709
Bout-de-l'Île 315-120 kV		420	427	430	432	435	437	438	440	412	374	336	314	248	250	252
Bélangier 315-120 kV		287	289	291	293	265	266	268	270	272	274	277	279	282	286	291
Henri-Bourassa 315-25 kV		128	145	145	146	146	147	147	148	148	149	150	150	151	152	153
Montréal-Est 315-25 kV		284	299	304	305	307	308	309	310	312	313	315	317	319	322	325
Bélangier 315-25 kV		242	248	249	251	252	254	255	257	258	260	262	264	267	270	274
Charland 315-25 kV		414	419	422	424	427	430	432	435	438	441	444	447	452	458	464
Fleury 315-25 kV		31	32	62	64	87	89	116	118	120	122	125	127	129	130	132
St-Michel 315-25 kV		0	0	0	0	0	0	0	0	29	69	112	144	202	204	206
Bout de l'île, 735-315 kV	2 211	1 808	1 858	1 902	1 915	1 919	1 930	1 967	1 978	1 990	2 003	2 018	2 042	2 051	2 072	2 096

Cellule en ombré rouge : année pour laquelle la capacité de transformation est dépassée

1.8 Veuillez indiquer si, dans le présent dossier, en présence de problèmes de dépassement de capacité, le Transporteur et le Distributeur ont analysé les différents moyens de gestion disponibles afin de recommander leur mise en application, tel qu'évoqué en référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez fournir la documentation

pertinente à cet égard. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas avoir procédé à une telle analyse.

Réponse :

1 **Le Transporteur estime que la demande de l'intervenant dépasse le cadre fixé**
2 **par la Régie dans sa décision procédurale. En effet, dans sa décision**
3 **D-2022-011, la Régie mentionne :**

4 *« [65] La Régie est d'accord avec le Transporteur à l'effet que le sujet portant sur*
5 *les charges interruptibles et les profils de charge déborde du présent dossier. Tel*
6 *que mentionné dans sa décision D-2022-003³², la Régie a reconnu depuis quelques*
7 *années que les ressources interruptibles ne sont pas utilisées pour planifier le*
8 *réseau de transport en condition de pointe normale et de réseau noble, pour des*
9 *raisons liées à la fiabilité du réseau, le Transporteur les utilisant seulement pour*
10 *dimensionner le réseau dans des situations de réseau dégradé ou de pointe*
11 *exceptionnelle. »*

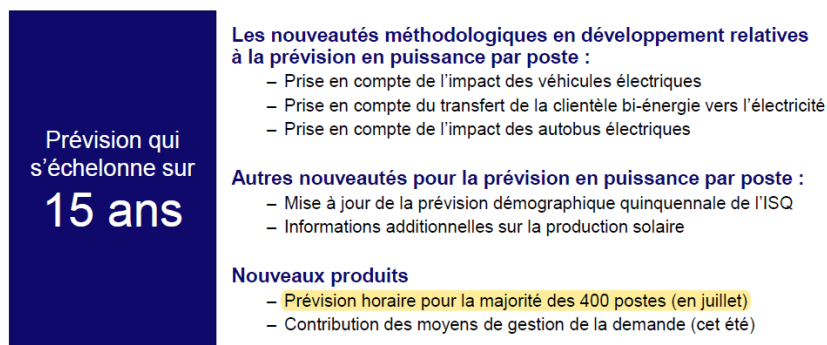
2. Référence :

https://www.oasis.oati.com/woa/docs/HQT/HQTdocs/PlanificationOuvverte-HQT_HQD_HILO_VFinale_FR.pdf, page 19.

Préambule :

«

Prévision par poste



Prévision qui s'échelonne sur 15 ans

Les nouveautés méthodologiques en développement relatives à la prévision en puissance par poste :

- Prise en compte de l'impact des véhicules électriques
- Prise en compte du transfert de la clientèle bi-énergie vers l'électricité
- Prise en compte de l'impact des autobus électriques

Autres nouveautés pour la prévision en puissance par poste :

- Mise à jour de la prévision démographique quinquennale de l'ISQ
- Informations additionnelles sur la production solaire

Nouveaux produits

- **Prévision horaire pour la majorité des 400 postes (en juillet)**
- Contribution des moyens de gestion de la demande (cet été)

19 Hydro-Québec

»

Demande :

2.1 Veuillez fournir la « *prévision horaire* » dont il est question à la référence pour l'hiver 2025-2026 (ou tout autre hiver si ce dernier n'est pas disponible), pour les postes Duvernay 735/315 et Bout-de-l'Île 735/315.

Réponse :

- 1 **Le Transporteur a obtenu les informations suivantes du Distributeur.**
- 2 **La présentation de la référence donnait un aperçu des nouveaux outils en cours**
- 3 **de développement par le Distributeur. Pour le moment, le Distributeur ne**
- 4 **dispose que de résultats pour un nombre restreint de postes et de moyens de**
- 5 **gestion pour des fins d'analyse conjointe avec le Transporteur. Le Distributeur**
- 6 **ne dispose pas de résultats pour les postes de Duvernay et du Bout-de-l'Île.**

3. **Références :** (i) B-0004, page 16, lignes 3 à 8;
 (ii) B-0004, page 24, ligne 29, à page 25, ligne 2.

Préambule :

- (i) « *Outre un volet lié au « respect des exigences », le Transporteur rappelle que le Projet a pour objectifs de répondre à la croissance de la demande d'électricité alimentée par le poste de Duvernay à 735-315 kV et d'améliorer la fiabilité d'alimentation du réseau à 315 kV dans l'Est de l'île de Montréal. L'addition d'un troisième transformateur à 735-315 kV au poste du Bout-de-l'Île et la construction d'une nouvelle ligne à 315 kV et d'un poste de sectionnement à 315 kV sont nécessaires afin de répondre à ces objectifs.* » (Nous soulignons)
- (ii) « *Le Transporteur rappelle que le Projet vise à répondre aux besoins de la croissance de la charge locale en réglant le problème de dépassement de la capacité de transformation prévu au poste de Duvernay. De plus, il permet d'avoir des répercussions positives sur la fiabilité du réseau de transport et la continuité de service aux clients.* » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, basée sur la référence (ii), selon laquelle le véritable objectif du Projet est de répondre aux besoins de croissance de la charge locale et que, comme effet collatéral, il permet d'avoir des répercussions positives sur la fiabilité du réseau de transport et la continuité de service aux clients.

Réponse :

- 7 **Le Transporteur rappelle que le Projet a pour objectifs de pallier le dépassement**
- 8 **de capacité de transformation à 735-315 kV au poste de Duvernay. Il vise**
- 9 **également à améliorer la fiabilité d'alimentation du réseau de transport à 315 kV**
- 10 **de l'Est de l'île de Montréal. Ainsi, il permet de réduire le transit à 735-315 kV du**
- 11 **poste de Duvernay tout en améliorant la fiabilité du réseau en limitant le nombre**

1 de poste par section de ligne et en offrant plusieurs configurations
2 d'alimentation en situation de réseau dégradé¹.

3.2 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si, en l'absence de croissance de charge suffisante pour justifier le Projet pour l'hiver 2025-2026, l'objectif d'améliorer la fiabilité d'alimentation du réseau à 315 kV dans l'Est de l'île de Montréal serait toujours recherché à cet horizon. Dans l'affirmative, veuillez démontrer, notamment par des critères précis et des résultats d'indicateurs de performance, qu'un tel besoin d'amélioration existe à compter de l'hiver 2025-2026.

Réponse :

3 Voir la réponse à la question 1.2.2. de la DDR numéro 1 de la Régie à la pièce
4 HQT-3, Document 1.

5 Par ailleurs, le Transporteur souligne que la Plan d'évolution du réseau de l'île
6 de Montréal² prévoyait qu'un réaménagement du réseau à 315 kV de l'Est de
7 Montréal serait requis.

ANALYSE ÉCONOMIQUE

4. **Référence :** B-0006, annexe 5, pages 4 à 7 (PDF 22 à 25).

Préambule :

L'analyse économique tient compte de *Pertes électriques différentielles* de 3 613 MWh et de 2 MW.

Demandes :

4.1 Veuillez fournir le calcul détaillé des *Pertes électriques différentielles* de 3 613 MWh et de 2 MW apparaissant à la référence. Veuillez notamment indiquer les hypothèses, intrants et méthodes de calcul ayant mené à ces valeurs.

¹ B-0004, HQT-1, Document 1, [page 16](#), ligne 17 à 20.

² B-0018, HQT-2, Document 1, Annexe 1, section [6.1.4.5](#).

Réponse :

1 **Le Transporteur a utilisé l'équation suivante :**

2 **Pertes électriques différentielles en énergie**
 3 **= pertes différentielles en puissance x Fpe x 8 760 heures/an**

4 **Où :**

5 **Pertes différentielles en puissance sont de 1,5 MW³ et sont obtenues par**
 6 **simulation. Elles représentent les pertes électriques différentielles du scénario 2**
 7 **par rapport au scénario 1 de l'analyse économique.**

8 **Fpe représente le facteur de pertes électriques et est calculé à partir de**
 9 **l'équation suivante :**

10 **$Fpe = 0,9*(f.u.)^2 + 0,1*(f.u.)$**

11 **où :**

12 **f.u. est un facteur d'utilisation de 0,5.**

13 **Ainsi, les pertes électriques différentielles en énergie sont**

14 **$= 1,5 * (0,9*(0,5)^2 + 0,1*(0,5)) * 8 760 = 3 613 \text{ MWh/an}$**

4.2 Veuillez indiquer la provenance des coûts en \$/MWh et en \$/MW utilisés dans l'analyse économique de la référence pour les *Pertes électriques différentielles*.

Réponse :

15 **Les coûts des pertes en énergie et en puissance sont basés sur les coûts évités**
 16 **du Distributeur présentés à l'État d'avancement 2021 du Plan**
 17 **d'approvisionnement 2020-2029. Ces coûts sont indexés annuellement à 2 %.**

18 **Les coûts annuels (\$/MWh/an) correspondent à la pondération du signal de prix**
 19 **pour la période hivernale (1/3, soit 4 mois/an) et pour la période estivale (2/3, soit**
 20 **8 mois/an).**

³ Arrondie à 2 MW dans la pièce B-0006, HQT-1, Document 1, [Annexe 5](#).

1 **Le Transporteur a constaté qu'une erreur s'est glissée dans les coûts annuels**
2 **de l'énergie et de la puissance, utilisés dans l'analyse économique. Il dépose**
3 **une version révisée :**

- 4 • **du tableau 4 de la pièce B-0004, HQT-1, Document 1 et,**
- 5 • **de l'annexe 5 de la pièce B-0006, HQT-1, Document, Annexes 2 à 6.**

6 **Le Transporteur précise que les changements apportés ne modifient pas les**
7 **conclusions de l'analyse économique.**