

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de la Régie de l'énergie
(la « Régie »)**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION DU
NOUVEAU POSTE DES IRLANDAIS ET DE SES LIGNES D'ALIMENTATION**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 17;
 - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 19;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 23 et 24.

Préambule :

- (i) Le Transporteur présente la solution 1 incluant la reconstruction de la ligne 120 kV.

« Le scénario 1 consiste à accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV. Pour ce faire, il faudrait reconstruire la ligne aérienne datant de 1950 reliant le poste de La Prairie au poste Viger longue d'une quinzaine de kilomètres, incluant la traversée du fleuve Saint-Laurent, et procéder au remplacement des lignes souterraines reliant les postes Viger et Central-2 (L1194/L1278). Le scénario comprend également l'addition du quatrième transformateur de puissance à 120-25 kV de 47 MVA au poste Adélard-Godbout, le remplacement des sectionneurs à 120 kV et l'addition de départs de ligne à 25 kV ». [nous soulignons]

- (ii) Le tableau 5 présente la comparaison économique des coûts du réseau de transport pour les 3 solutions.

**Tableau 5
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2019)**

	Solution 1 Accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV	Solution 2 Construction d'un nouveau poste satellite à 315-25 kV	Solution 3 Construction d'un nouveau poste source à 315-120 kV
• Investissements	114 701	110 068	136 133
• Valeurs résiduelles	(9 840)	(8 992)	(7 580)
• Taxes	7 812	7 585	9 001
• Pertes électriques	20 779	11 114	-
Coûts globaux actualisés	133 453	119 776	137 553

Note : Les totaux ont été calculés à partir de données non arrondies.

- (iii) *« L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet tient compte des coûts de celui-ci, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation. »*

Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période de 40 ans sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet ».

[nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir la durée de vie utile des deux lignes 120 kV existantes L1194 et L1278 mentionnées à la référence (i).

Réponse :

1 **Les lignes L1194 et L1278 sont composées de sections aériennes, entre**
2 **le poste La Prairie et la liaison aéro-souterraine au poste Viger, et de**
3 **sections souterraines entre le poste Viger et les postes Central-2 et**
4 **Adélar-Godbout. Les différentes sections de ligne ont été construites en**
5 **1950, 1959, 1976 ou 1978.**

6 **Bien que certaines sections ont près de 70 ans, l'état des lignes aériennes**
7 **L1194 et L1278 ne requiert pas d'interventions à court et moyen terme.**
8 **Les isolateurs de ces lignes ont été remplacés au début des années 2000**
9 **et ces lignes ne montrent pas de signes problématiques ou de**
10 **dégradation avancée. Les conducteurs peuvent encore être utilisés pour**
11 **une période allant de 15 à 30 ans (âge de la ligne de 85 ans à 100 ans). Il**
12 **n'y a donc pas d'interventions majeures de planifier pour la pérennité de**
13 **ces lignes.**

- 1.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les coûts concernant les solutions 2 et 3 présentées au tableau 5 (référence (ii)) n'incluent pas les coûts de remplacement ou de mise à niveau des 2 lignes 120 kV L1194 et L1278. Veuillez élaborer.

Réponse :

14 **Le Transporteur confirme que l'analyse économique des solutions 2 et 3**
15 **tient compte uniquement du remplacement de la portion souterraine de**
16 **la ligne L1278.**

- 1.3 Considérant la durée de vie moyenne des investissements de 40 ans (référence (iii)), veuillez préciser les étapes à venir pour assurer l'alimentation de la zone visée, incluant notamment l'utilisation du poste Central-2 et du poste Adélar-Godbout.

Réponse :

1 Des interventions sont à prévoir dans la section 120-12 kV du poste
2 Central-2 et dans le poste Guy à 315-25 kV. Le poste Adélar-Godbout à
3 120-25 kV, plus récent, ne requiert pas d'intervention en pérennité.
4 L'analyse économique du présent dossier comprend des interventions et
5 des remplacements ciblés en pérennité au poste Central-2. Les
6 équipements à 12 kV de ce poste doivent en effet être remplacés à court
7 terme afin de maintenir leur niveau de fiabilité. Les investissements ainsi
8 nécessaires dans ce poste sont inclus dans les solutions 1 et 3, mais non
9 dans la solution 2. Cette dernière solution permet d'éviter le
10 remplacement d'équipement à 12 kV en pérennité et de répondre à la
11 croissance dans la zone visée tout en permettant de convertir
12 ultérieurement cette section de ce poste.

13 Finalement, les travaux visant à maintenir la pérennité du poste Guy ne
14 sont pas considérés dans la présente analyse économique, ces travaux
15 étant requis, peu importe la solution préconisée.

16 Par ailleurs, le plan d'évolution de l'île de Montréal prévoit pour la zone
17 visée la conversion du réseau de transport d'une architecture à 120 kV à
18 une architecture 315 kV et la conversion du réseau de distribution
19 moyenne tension de 12 kV à 25 kV. Des analyses sont en cours pour
20 évaluer et définir la meilleure séquence d'interventions qui permettra de
21 répondre aux besoins en pérennité des installations de la zone visée tout
22 en mettant en œuvre la conversion du réseau.

2. Référence : (i) Pièce [B-0004](#), p. 11.
(ii) Décision [D-2012-012](#), p.16

Préambule :

(i) « Le poste Guy à 315-25 kV est alimenté à partir de trois lignes souterraines raccordées au poste de sectionnement Viger à 315 kV. Le poste Guy est à sa configuration ultime avec quatre transformateurs de 140 MVA chacun. La CLT est de 532 MVA à -20⁰C et de 375 MVA à 30⁰C. Cependant des contraintes sur le réseau de distribution limitent la capacité d'alimentation de ce poste à 500 MVA pour l'hiver ».

(ii) « [56] Les autres investissements de cette catégorie visent la réalisation de projets de recherche et de développement, l'amélioration de la durabilité et de la fiabilité des équipements et l'amélioration de la qualité de l'onde. Les principaux projets relatifs à la durabilité des équipements ont trait à l'installation d'outils de surveillance des niveaux d'huile et de gaz dissous dans les transformateurs 735 kV et

315 kV ciblés ainsi qu'une connexion au réseau de communication pour la transmission des données à distance. »

Demandes :

2.1 Veuillez préciser si les transformateurs du poste Guy 315-25 kV font partie des équipements surveillés, tel que mentionné en référence (ii).

Réponse :

1 **Non, les transformateurs du poste Guy à 315-25 kV ne font pas partie des**
2 **équipements surveillés.**

2.2 La capacité limite de transformation (CLT) du poste Guy étant de 375 MVA à 30°C et sachant que cette valeur est établie pour (n-1) transformateurs du poste, on en déduit que cela limite à 125 MVA la capacité de chacun des transformateurs, soit 89 % de leur capacité nominale. Veuillez confirmer ou élaborer, le cas échéant.

Réponse :

3 **La CLT d'un poste est déterminée en écoulement de puissance en**
4 **considérant l'exploitation de tous les transformateurs en parallèle avec**
5 **l'indisponibilité d'un transformateur (N-1). Puisque les caractéristiques**
6 **électriques des transformateurs présents dans un poste ne sont pas**
7 **nécessairement identiques, les valeurs de transit de puissance peuvent**
8 **être différentes selon la combinaison des trois transformateurs**
9 **demeurant en charge.**

10 **La CLT d'un poste correspond à la charge maximale à 25 kV qu'il est**
11 **possible d'alimenter sans occasionner de surcharge des**
12 **transformateurs. Ainsi, la CLT est obtenue lorsque le premier**
13 **transformateur atteint 140 MVA en considérant le courant maximal des**
14 **enroulements 315 kV et 25 kV propre à chacun des transformateurs et les**
15 **valeurs de tension obtenues en écoulement de puissance.**

2.3 Veuillez élaborer sur les niveaux de gaz dissous dans l'huile des 4 transformateurs du poste Guy observés par le Transporteur, par un moyen ou par un autre, et sur leur impact sur la CLT du poste Guy.

Réponse :

16 **L'hypothèse soulevée par la Régie d'un lien entre le niveau de gaz**
17 **dissous et le calcul de la CLT du poste Guy n'est pas exacte. En effet, la**

1 **CLT de ce poste n'est aucunement liée au niveau de gaz dissous dans**
2 **l'huile des transformateurs.**

2.4 Veillez fournir les autres contraintes du réseau de distribution qui limitent la capacité d'alimentation du poste Guy 315-25 kV à 500 MVA pour l'hiver.

Réponse :

3 **Après vérification, deux départs supplémentaires à 25 kV ont été ajoutés**
4 **en fin 2019, ce qui a permis de soulever les contraintes sur le réseau de**
5 **distribution dont le dossier fait mention. Avant la réalisation de ces**
6 **travaux, la distance entre les massifs ainsi que le nombre de départs**
7 **25 kV limitaient la charge pouvant être alimentée par le poste Guy à**
8 **500 MVA.**

9 **Le Transporteur retire à la page 11 de la pièce HQT-01, Document 1 révisé,**
10 **la phrase qui mentionnait cette contrainte.**

3. **Référence :** Pièce [B-0004](#), p. 15 et 16.

Préambule :

(i) « *Les travaux réalisés en Maintien et amélioration de la qualité de service sont liés à la construction du quartier général d'une valeur de 6,1 M\$ qui va permettre de desservir l'ensemble des postes du centre-ville de Montréal. Le réseau routier montréalais est de plus en plus sollicité rendant les déplacements sur l'île plus longs et variables dans le temps, ce qui affecte le temps de déplacement des équipes sur place et diminue l'attrait des emplois sur l'île. L'emplacement stratégique du quartier général permettra d'augmenter la disponibilité des employés de maintenance et réduira leur temps de transport et les délais d'intervention améliorant ainsi la qualité du service de transport d'électricité. Il sera également possible d'ajouter plus rapidement des ressources ponctuelles afin de pallier un surplus de travail ou un manque d'employé sur l'île en utilisant ce quartier général. De plus, la localisation géographique du poste des Irlandais à proximité du REM permettra un accès rapide pour les travailleurs demeurant en périphérie, favorisant ainsi le maintien d'un plus grand nombre d'employés de maintenance sur l'Île de Montréal* ». [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veillez fournir la valeur des économies annuelles reliées au temps de transport des employés de maintenance.

Réponse :

1 **Les économies annuelles seraient de l'ordre de 260 000 \$. Cette valeur**
2 **est obtenue en considérant le kilométrage évité ainsi que le temps gagné**
3 **sur les déplacements.**

4 • **Les économies de kilométrage ont été estimées en considérant**
5 **une diminution de 10 km par jour par camion (aller-retour) pour le**
6 **déplacement de 10 camions et une hypothèse de coût d'opération**
7 **de 0,50 \$/km sur une base annuelle (208 jours de travail**
8 **ouvrables).**

9 • **Les économies de temps ont été estimées en considérant une**
10 **diminution du temps de déplacement de 30 minutes par jour par**
11 **équipe (aller-retour) et un nombre de 10 équipes de 2 employés**
12 **chacune sur une base annuelle (208 jours ouvrables) à un taux de**
13 **115 \$/heure au coût complet.**

3.2 Veuillez quantifier l'amélioration de la qualité de service en clients heures interrompues (CHI annuels).

Réponse :

14 **Le Transporteur n'a pas quantifié l'amélioration de la qualité du service**
15 **en termes de CHI annuels, car cette valeur tient compte de la durée et**
16 **d'un nombre de clients affectés pour chacune des pannes. Le**
17 **Transporteur peut toutefois mentionner que le temps de chaque**
18 **déplacement serait réduit en moyenne d'une quinzaine de minutes et**
19 **qu'en fonction du nombre de clients affectés par des pannes éventuelles,**
20 **les CHI pourront en théorie être réduits pour cette zone. De plus, le temps**
21 **gagné en transport pourrait faciliter la réalisation de travaux de**
22 **maintenance utiles au maintien de la fiabilité du réseau.**

4. **Références :** (i) Dossier R-4112-2019, pièce [B-0019](#), p. 6;
(ii) Pièce [B-0018](#), p. 5;
(iii) Pièce [B-0018](#), p. 4 et 5.

Préambule :

- (i) Le Transporteur indique l'équation polynomiale utilisée pour évaluer les pertes électriques :

$$F_U = \frac{\text{Énergie transitée (estimation)}}{\text{Énergie maximale théorique}}$$

Un F_U de 0,9 correspond à un facteur de perte (F_P) de 0,819 obtenu avec l'équation polynomiale.

$$F_P = 0,9 \times F_U^2 + 0,1 \times F_U$$

(ii) « Les valeurs différentielles de pertes électriques sur le réseau du Distributeur ne sont pas évaluées par rapport à l'ensemble des pertes, mais sont obtenues en considérant l'écart des pertes électriques par rapport à la longueur de câbles de chaque solution. Les valeurs des pertes en puissance sont ainsi calculées en considérant la valeur de résistance en fonction des écarts entre les longueurs de câbles et le nombre de câbles et du courant au carré et la tension d'alimentation (12 kV ou 25 kV). Les pertes en puissance sont de 175,4 kW.

La valeur en énergie est obtenue en considérant un facteur de pertes de 49 %³ et correspond à 752,8 MWh sur une base annuelle ». [nous soulignons]

(iii) « La méthodologie considérée pour l'évaluation des pertes électriques du Transporteur consiste à calculer les pertes différentielles entre la solution de référence générant le moins de pertes sur le réseau et les deux autres solutions, et ce, à partir des résultats obtenus en écoulement de puissance. Dans les trois solutions, le niveau de la charge totale du réseau est le même.

[...] Les pertes électriques en énergie annuelles (8 760 heures) ont été estimées en considérant un facteur de pertes de 25 % ». [nous soulignons]

Demandes :

4.1 Veuillez préciser que l'équation polynomiale indiquée à la référence (i) a été utilisée pour estimer les pertes électriques annuelles pour le réseau de distribution (référence (ii)) et le réseau de transport (référence (iii)). Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

- 1 **Les pertes électriques annuelles ont été estimées de la façon suivante :**
- 2 • **Pour le réseau de distribution, les pertes électriques en énergie**
- 3 **annuelles ont été calculées en déterminant un facteur de pertes qui**
- 4 **tient compte des valeurs historiques horaires sur une base annuelle**
- 5 **(année de référence 2018), plutôt que d'utiliser l'équation polynomiale**
- 6 **qui tient compte d'un facteur d'utilisation. À des fins de comparaison,**
- 7 **le Transporteur a calculé un facteur de pertes à l'aide de l'équation**
- 8 **polynomiale en utilisant le facteur d'utilisation de 70,1 % basé sur les**

1 **données historiques. Le facteur de pertes ainsi obtenu serait de 51 %,**
2 **soit une valeur très proche de 49 %.**

- 3 • **Pour le réseau de transport, les pertes en énergie annuelle ont été**
4 **obtenues en retenant comme hypothèse un facteur de pertes de 25 %.**
5 **Cette valeur correspondrait à appliquer un facteur d'utilisation**
6 **relativement conservateur de 47,5 % dans la formule de l'équation**
7 **polynomiale. Le Transporteur a décidé de retenir une hypothèse**
8 **commune à toutes les solutions, car les facteurs d'utilisation pour le**
9 **transit dans les transformateurs, les lignes à 120 kV et les lignes à**
10 **315 kV ne sont pas identiques dans les trois scénarios analysés. De**
11 **plus, en étant conservatrice, la valeur choisie de 25 % présente**
12 **l'avantage d'illustrer la robustesse de la solution retenue. En effet, la**
13 **solution 1 dont le niveau d'investissement est légèrement plus élevé**
14 **que la solution 2 voit son attrait diminuer avec l'augmentation du**
15 **facteur de pertes.**

16 **En conclusion, l'approche retenue permet de mieux s'adapter aux**
17 **particularités du présent projet, notamment la différence entre les profils**
18 **de charge de réseaux de distribution et de transport.**

4.2 Veuillez confirmer que le facteur de pertes de 49 % pour le réseau de distribution (référence (ii)) a été établi à partir d'une valeur de facteur d'utilisation de 68,5 %. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 4.1.**

4.3 Veuillez confirmer que le facteur de pertes de 25 % pour le réseau de transport (référence (iii)) a été établi à partir d'une valeur de facteur d'utilisation de 47,5 %. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

20 **Voir la réponse à la question 4.1.**

4.4 Veuillez commenter la différence des valeurs des facteurs d'utilisation pour le réseau de distribution et le réseau de transport.

Réponse :

1 **Comme mentionné à la réponse à la question 4.1, le réseau de distribution**
2 **et le réseau de transport sont sollicités différemment et n'ont pas le même**
3 **facteur d'utilisation dans les différents scénarios. Le facteur de pertes du**
4 **réseau à moyenne tension prend en considération le profil horaire sur**
5 **une base annuelle de la charge des postes Central-2 et Adélar-Godbout.**
6 **Le facteur d'utilisation du réseau de transport dépend des**
7 **caractéristiques de charge des postes alimentés et varie selon les**
8 **solutions analysées.**

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0018](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 25.

Préambule :

(i) « Dans sa lettre du 24 février 2020, la Régie demande de déposer un complément de preuve contenant « l'information émanant du Distributeur concernant la prévision de la demande, la présentation ventilée des coûts du Distributeur pour chacune des solutions présentées au Tableau 5 de la pièce B-0004, leur inclusion dans l'analyse économique, ainsi qu'une brève description des avantages et inconvénients de chacune des solutions pour le Distributeur.

[...]

La prévision de la demande émanant du Distributeur est présentée aux tableaux 2 et 3. La prévision de la demande pour la solution 2 qui tient compte des transferts prévus en fonction du nouveau poste des Irlandais est présentée au tableau 8 ».

(ii)

Tableau 2
Prévisions des postes et lignes à 120 kV de la zone visée - Période 2019-2034 (MVA)

Postes/ligne	Capacité (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2, 120-12 kV	185	108	111	115	113	114	115	116	116	117	118	119	120	121	122	123
Adélard-Godbout, 120-25 kV	130	46	63	67	75	84	85	87	92	97	102	107	112	117	118	120
Ligne 120 kV	225*	154	173	182	188	197	200	202	209	215	220	226	232	237	240	243
Zone grisée et valeur en rouge :		Année pour laquelle la capacité thermique de la ligne est dépassée														

Postes/ligne	Capacité (MVA)	Charge en pointe estivale (MVA)														
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Central-2, 120-12 kV	130	117	120	125	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134
Adélard-Godbout, 120-25 kV	98	50	67	71	80	89	90	92	98	103	108	113	118	124	125	127
Ligne 120 kV	200*	167	187	196	202	213	215	218	225	231	237	243	249	255	258	261
Zone grisée et valeur en rouge :		Année pour laquelle la CLT du poste est dépassée ou la capacité thermique de la ligne est dépassée														

* Valeur correspondante à la capacité thermique d'une ligne 120 kV
Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

Tableau 3
Prévisions du poste Guy à 315-25 kV - Période 2019-2034 (MVA)

Postes	CLT (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Guy, 315-25 kV	532	415	432	441	454	460	462	465	467	469	471	473	475	477	479	481
	CLT (MVA)	Charge en pointe estivale (MVA)														
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Guy, 315-25 kV	375	334	340	344	345	348	350	351	352	353	354	355	356	357	358	360

Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

(iii)

Tableau 8
Prévisions de charge de la zone visée, incluant le poste des Irlandais (MVA)

Poste	CLT (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2	185*	117	119	119	119	108	98	94	94	94	94	94	95	95	95	95
Adélard-Gobout	130*	46	63	67	75	84	85	87	88	90	92	93	95	97	98	100
Guy	532	415	432	441	454	460	462	465	467	469	471	473	475	477	479	481
Des Irlandais	190	0	0	0	0	12	23	27	33	37	41	45	50	54	54	54

Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

* Comme mentionné à la section 2.2., la somme des charges alimentées par les postes Central-2 et Adélard-Godbout ne doit pas excéder la capacité des lignes à 120 kV les alimentant (225 MVA en hiver et 200 MVA en été).

Demandes :

5.1 Veuillez expliquer pourquoi les charges en pointe hivernale à la référence (iii), pour le poste Central-2, diffèrent des charges en pointe hivernale de la référence (ii) pour la période 2019-2020 à 2022-2023.

Réponse :

- 1 **Le Transporteur présente aux tableaux 5.1R1 et 5.1R2 les tableaux 2 et 8**
 2 **modifiés. Pour les années 2019-2020 à 2022-2023, la ligne Central-2 est**
 3 **corrigée aux deux tableaux alors que la ligne 120 kV est corrigée au**
 4 **tableau 5.1R1 puisqu'elle a été l'objet d'une saisie erronée.**
- 5 **Par ailleurs, le Transporteur constate à la lumière de la question 5.2 que**
 6 **des hypothèses erronées ont été considérées, ce qui implique que**
 7 **certaines valeurs pour la période 2026-2027 à 2033-2034 doivent être**
 8 **modifiées. Toutes les valeurs modifiées sont identifiées en ombré.**
- 9 **Le Transporteur dépose une version révisée de sa pièce HQT-1,**
 10 **Document 1, présentant les tableaux 2 et 8 modifiés.**

Tableau 5.1R
Prévisions des postes et lignes à 120 kV de la zone visée - Période 2019-2034 (MVA)

Postes/ligne	Capacité (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2, 120-12 kV	185	108	112	115	114	114	115	116	117	117	118	119	119	120	121	121
Adélarde-Godbout, 120-25 kV	130	46	63	67	75	84	85	87	94	99	105	111	117	123	125	127
Ligne 120 kV	225*	154	175	182	189	198	200	202	211	216	223	230	236	243	246	248
Zone grisée et valeur en rouge :		Année pour laquelle la capacité thermique de la ligne est dépassée														

Postes/ligne	Capacité (MVA)	Charge en pointe estivale (MVA)														
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Central-2, 120-12 kV	130	117	120	125	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134
Adélarde-Godbout, 120-25 kV	98	50	67	71	80	89	90	92	99	105	111	117	124	130	132	134
Ligne 120 kV	200*	167	187	196	202	213	215	218	226	233	240	247	255	262	265	268
Zone grisée et valeur en rouge :		Année pour laquelle la CLT du poste est dépassée ou la capacité thermique de la ligne est dépassée														

Tableau 5.2R
Prévisions de charge de la zone visée, incluant le poste des Irlandais (MVA)

Poste	CLT (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2	185*	108	112	115	114	102	93	88	89	90	91	91	92	93	93	94
Adélarde-Gobout	130*	46	63	67	75	84	85	87	88	90	92	93	95	97	98	100
Guy	532	415	432	441	454	460	462	465	467	469	471	473	475	477	479	481
Des Irlandais	190	0	0	0	0	12	23	27	33	37	41	45	50	54	54	54

Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

* Comme mentionné à la section 2.2., la somme des charges alimentées par les postes Central-2 et Adélarde-Godbout ne doit pas excéder la capacité des lignes à 120 kV les alimentant (225 MVA en hiver et 200 MVA en été).

5.2 Veuillez expliquer la différence d'environ 6 MVA, que l'on retrouve sur l'ensemble de l'horizon jusqu'en 2033-2034, entre la somme des charges en pointe hivernale des postes des tableaux 2 et 3, et la somme des charges en pointe hivernale du tableau 8.

Réponse :

1 **À la suite de la correction des tableaux 2 et 8, il n'y a plus de différence**
2 **entre les deux tableaux concernant la somme des charges en pointes**
3 **hivernales des postes pour la zone visée.**

5.3 Veuillez décrire les projets et développements en cours et prévus dans la zone du poste Adélarde-Godbout expliquant les hausses de charge du tableau 2 de 17 MVA en 2020-2021, ainsi que de 8 MVA et 9 MVA en 2022-2023 et en 2023-2024.

Réponse :

4 **2020-2021 (17,7 MW) : 0,8 MW de croissance naturelle et 14,6 MW de**
5 **charges ponctuelles. Ces dernières sont liées à des projets immobiliers**
6 **pour 3,6 MW et des tours de bureaux pour 1 MW. De plus, il est prévu un**
7 **accroissement de 10 MW de la consommation d'un client industriel (ajout**
8 **d'une bouilloire électrique). Des transferts de charge du poste Central-2**
9 **vers le poste Adélarde-Godbout sont prévus pour 2,4 MW.**

10 **2022-2023 (8,1 MW) : 0,7 MW de croissance naturelle et 7,4 MW de**
11 **charges ponctuelles. Les charges ponctuelles sont constituées de**
12 **plusieurs projets immobiliers pour 2,4 MW et de certains projets**
13 **commerciaux pour 5 MW.**

14 **2023-2024 (9,1 MW) : 0,7 MW de croissance naturelle et 3,9 MW de**
15 **charges ponctuelles. Les charges ponctuelles sont liées à des projets**
16 **immobiliers pour 2,4 MW et à un projet de station de pompage de l'eau**
17 **pour 1,5 MW. Des transferts et des conversions de charge du poste**
18 **Dorchester vers le poste Adélarde-Godbout sont prévus pour 4,5 MW.**

5.4 Veuillez décrire les projets et développements en cours et prévus dans la zone du poste Guy expliquant les hausses de charge du tableau 3 de 17 MVA en 2020-2021, ainsi que de 9 MVA, 13 MVA et 6 MVA pour les 3 années subséquentes.

Réponse :

19 **2020-2021 (17,6 MW) : 1,5 MW de croissance naturelle et 14,8 MW de**
20 **charges ponctuelles. Les charges ponctuelles sont associées à des**
21 **projets immobiliers pour 11,3 MW et des tours de bureaux pour 1,5 MW.**
22 **De plus, un nouveau projet d'hôtel de 2 MW est anticipé. Des transferts et**

- 1 des conversions de charge du poste Dorchester vers le poste Guy sont
2 prévus pour 1,2 MW.
- 3 **2021-2022 (9,2 MW) : 1,5 MW de croissance naturelle et 7,7 MW de**
4 **charges ponctuelles. Ces dernières sont constituées de projets**
5 **immobiliers pour 5,9 MW et de projets institutionnels pour 1,8 MW.**
- 6 **2022-2023 (12,9 MW) : 1,3 MW de croissance naturelle et 9 MW de charges**
7 **ponctuelles, ces dernières provenant essentiellement de projets**
8 **immobiliers. De plus, il est planifié 2,6 MW de transfert et conversion du**
9 **poste central-2 vers le poste Guy.**
- 10 **2023-2024 (5,6 MW) : 0,7 MW de croissance naturelle et 1,8 MW de**
11 **charges ponctuelles provenant essentiellement de projets immobiliers.**
12 **Un transfert de charge de poste Maisonneuve vers le poste Guy de**
13 **3,2 MW est aussi prévu.**

6. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 25;
(ii) Pièce [B-0018](#), p. 3;
(iii) [Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de Distribution](#), édition du 1^{er} avril 2019, p. 70 et 71.

Préambule :

- (i)

Tableau 8
Prévisions de charge de la zone visée, incluant le poste des Irlandais (MVA)

Poste	CLT (MVA)	Charge en pointe hivernale (MVA)														
		2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034
Central-2	185*	117	119	119	119	108	98	94	94	94	94	94	95	95	95	95
Adélarde-Gobout	130*	46	63	67	75	84	85	87	88	90	92	93	95	97	98	100
Guy	532	415	432	441	454	460	462	465	467	469	471	473	475	477	479	481
Des Irlandais	190	0	0	0	0	12	23	27	33	37	41	45	50	54	54	54

Sources : Hydro-Québec Distribution, septembre 2019.

* Comme mentionné à la section 2.2., la somme des charges alimentées par les postes Central-2 et Adélarde-Gobout ne doit pas excéder la capacité des lignes à 120 kV les alimentant (225 MVA en hiver et 200 MVA en été).

- (ii) « Les investissements en distribution prévus pour la solution 2 comprennent les travaux nécessaires aux transferts de charge vers le poste des Irlandais 315-25 kV en provenance du poste Central-2 ».

(iii)

16.2.3 Conversion de la tension de la ligne d'alimentation à 25 kV

Si l'alimentation de votre *installation électrique* est à une tension autre que 25 kV et qu'Hydro-Québec, comme le prévoit l'article 16.2.2, décide de convertir cette alimentation à 25 kV, les modalités suivantes s'appliquent :

Préavis	Hydro-Québec doit vous informer <i>par écrit</i> au moins 24 mois avant la date prévue de la conversion de tension. Vous avez alors le choix de modifier le <i>poste client</i> ou de recevoir l'électricité en <i>basse tension</i> .
Maintien de la moyenne tension	Si, après avoir reçu l'avis de conversion, vous optez pour le maintien de l'alimentation en <i>moyenne tension</i> , vous devez effectuer tout ajout, modification ou remplacement nécessaire pour que le <i>poste client</i> puisse recevoir l'électricité à la tension 25 kV.
Coûts	Quelle que soit l'option que vous choisissiez, vous assumez le coût des ajouts, modifications et remplacements requis relativement à votre <i>installation électrique</i> .
Compensations	<p>Des compensations sont prévues à l'annexe III. Hydro-Québec vous informe <i>par écrit</i> des montants auxquels vous avez droit.</p> <p>À votre demande, ces compensations vous sont versées au moment prévu à l'annexe III, ou encore lorsque votre <i>installation électrique</i> est en mesure d'être alimentée à la nouvelle tension exigée.</p> <p>Si, après avoir reçu l'avis de conversion, vous optez pour une alimentation en <i>basse tension</i>, seules les compensations prévues aux paragraphes d) et e) de l'annexe III sont versées, à votre demande, lorsque votre <i>installation électrique</i> est en mesure d'être alimentée en <i>basse tension</i>.</p>

Demandes :

- 6.1 Veuillez préciser la nature des travaux nécessaires (référence (ii)) et chiffrer les investissements en distribution inclus dans l'analyse économique relatifs aux transferts de charge constatés à la référence (i) vers le poste des Irlandais en provenance du poste Central-2.

Réponse :

- 1 **Les travaux comprennent l'installation des câbles pour raccorder les**
2 **circuits à proximité du poste des Irlandais. Les investissements requis en**
3 **distribution sont évalués à 4 965 k\$ en dollars de réalisation.**

- 1 **Description des travaux de distribution :**
- 2 - environ 6 500 mètres de câbles triphasés MT 500 AL à tirer ;
- 3 - environ 1 900 mètres de câbles triphasés MT à démanteler ;
- 4 - 6 interrupteurs souterrains à installer ;
- 5 - 3 interrupteurs souterrains à enlever ;
- 6 - 5 transformateurs aériens à remplacer ;
- 7 - 1 transformateur sous socle à installer ;
- 8 - environ 45 fusibles souterrains à remplacer ;
- 9 - environ 5 fusibles aériens à remplacer ;
- 10 - environ 260 000\$ en compensation seront versés en vertu des
- 11 conditions de service du Distributeur pour les clients en moyenne
- 12 tension convertis. Ce montant est donc prévu dans le coût du projet.

6.2 Veuillez préciser le nombre de clients touchés par ces transferts de 12 kV à 25 kV et confirmer que tous les autres coûts, outre ceux mentionnés à la réponse à la question précédente, seront assumés par les clients touchés, tel qu'indiqué à la référence (iii). Sinon veuillez expliquer.

Réponse :

13 **Le nombre total de clients en basse et moyenne tension qui seront**

14 **transférés du poste Central-2 au poste Des Irlandais est de 847. De ce**

15 **nombre, 7 clients en moyenne tension devront modifier leur tension**

16 **d'alimentation de 12 à 25 kV. Le Distributeur confirme que tous les autres**

17 **coûts liés aux actifs des clients de moyenne tension, outre ceux**

18 **mentionnés à la réponse à la question précédente, seront assumés par**

19 **les clients touchés.**

7. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 18;
- (ii) Pièce [B-0018](#), p. 4;
- (iii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0124](#), p. 5.

Préambule :

- (i) « 4.4 Estimation des coûts des solutions envisagées

Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements,

de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 44 ans d'après les hypothèses suivantes :

- *taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,281 %;*
- *taux d'inflation générale de 2,0 % ».*

(ii)

Tableau 1
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2019)

	Solution 1	Solution 2	Solution 3
	Accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV	Construction d'un nouveau poste satellite à 315-25 kV	Construction d'un nouveau poste source à 315-120 kV
HQT			
Investissements	114 701	110 068	136 133
Valeurs résiduelles	(9 840)	(8 992)	(7 580)
Taxes	7 812	7 585	9 001
Pertes électriques	20 779	11 114	-
CGA HQT	133 453	119 776	137 553
HQD			
Investissements	2 464	3 423	2 464
Valeurs résiduelles	(207)	(286)	(207)
Taxes	112	213	112
Pertes électriques	1 170	-	1 170
CGA HQD	3 443	3 349	3 443
Total - Coûts globaux actualisés	136 896	123 125	140 996

(iii) « *Selon la mise à jour de décembre 2019, le coût moyen de la dette du Transporteur s'établit à 6,174 % et le taux de rendement de la base de tarification à 6,782 %. Le coût du capital prospectif est révisé à 4,616 % ».*

Demande :

7.1 Veuillez déposer une mise à jour du Tableau 1 de la référence (ii) en utilisant le taux d'actualisation de 4,616 % de la référence (iii).

Réponse :

- 1 **Le Tableau 7.1R présente le résultat de la mise à jour des chiffres du**
- 2 **Transporteur du tableau de la référence (ii) en considérant un taux**
- 3 **d'actualisation de 4,616 %.**

**Tableau 7.1R
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2019)
Taux d'actualisation de 4,616 % pour HQT**

	Solution 1	Solution 2	Solution 3
	Accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV	Construction d'un nouveau poste satellite à 315-25 kV	Construction d'un nouveau poste source à 315-120 kV
HQT			
Investissements	117 494	112 042	139 329
Valeurs résiduelles	(11 922)	(10 797)	(9 094)
Taxes	8 625	8 352	9 901
Pertes électriques	23 760	12 709	-
CGA HQT	137 957	122 306	140 137
HQD			
Investissements	2 464	3 423	2 464
Valeurs résiduelles	(207)	(286)	(207)
Taxes	112	213	112
Pertes électriques	1 170	-	1 170
CGA HQD	3 443	3 349	3 443
Total - Coûts globaux actualisés	141 400	125 655	143 580