

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

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

PERFORMANCE – RÉSULTATS ET PERSPECTIVES

1. **Référence :** B-0006, page 6, tableau 1, lignes 14 à 17.

Préambule :

«

Tableau 1
Indicateurs de performance

	Unités de mesure	2015	2016	2017	2018	2019	Moy. 5 ans	2020
		14	o IC-Autres (brut)	0,12	0,34	0,41	0,25	0,25
15	o Facteurs climatiques (brut)	0,03	0,05	0,08	0,06	0,13	0,07	0,37
16	o Faune, environnement et méfaits (brut)	0,07	0,12	0,29	0,11	0,08	0,13	0,15
17	o Autres (brut)	0,03	0,17	0,04	0,09	0,05	0,07	0,12

»

Demande :

1.1 Veuillez expliquer la hausse importante de 0,12 pour la ligne 17 en 2020, soit près du double de la moyenne 5 ans de 0,07.

Réponse :

- 1 **L'augmentation de l'IC brut en 2020 s'explique par la sous-catégorie IC-Autres**
 2 **et est principalement causée par 3 événements importants :**
- 3 **1. Un événement survenu lors d'une tempête hivernale ayant frappé le**
 4 **Québec au début janvier 2020 causant le déclenchement de plusieurs**
 5 **lignes 315 et 230 kV par galop des conducteurs. Conséquemment, des**
 6 **pannes ont touché plusieurs postes de la Montérégie. Cet événement**
 7 **représente 29 % de l'IC brut annuel.**
- 8 **2. Un événement survenu au poste La Suète au début avril 2020 à la suite**
 9 **d'une inondation représente 10 % de l'IC brut annuel.**
- 10 **3. Un événement survenu au début novembre 2020 lors de conditions**
 11 **hivernales avec de forts vents et de neige a fait déclencher 2 lignes de**
 12 **315 kV du réseau de l'Abitibi. Il représente 5,5 % de l'IC brut annuel.**

2. **Références :** (i) B-0006, page 7, lignes 17 et 18;
 (ii) D-2019-047, dossier R-4058-2018, page 24, paragraphe 78;
 (iii) R-4096-2019, B-0005, pages 27 et 28, figures 12 et 13.

Préambule :

- (i) « E : Augmentation des indisponibilités forcées (« IF ») qui ont atteint leur plus haut niveau des 5 dernières années. Les analyses sont en cours pour identifier les causes. »
- (ii) « [78] La Régie prend acte des deux premiers suivis proposés par le Transporteur. Elle lui ordonne de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, dans le format des tableaux 4 et 5, les renseignements relatifs aux ressources dédiées à la maintenance préventive et corrective. Elle ordonne également au Transporteur de mettre à jour les résultats de l'indicateur des IF. À cet égard, la Régie demande au Transporteur de présenter le nombre total des IF de même que les IF par type d'emplacement, selon le format des figures R2.1A et R2.1B de la pièce B-0056[note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)
- (iii) «

Figure 12
 Indisponibilités forcées par type d'emplacement d'exploitation

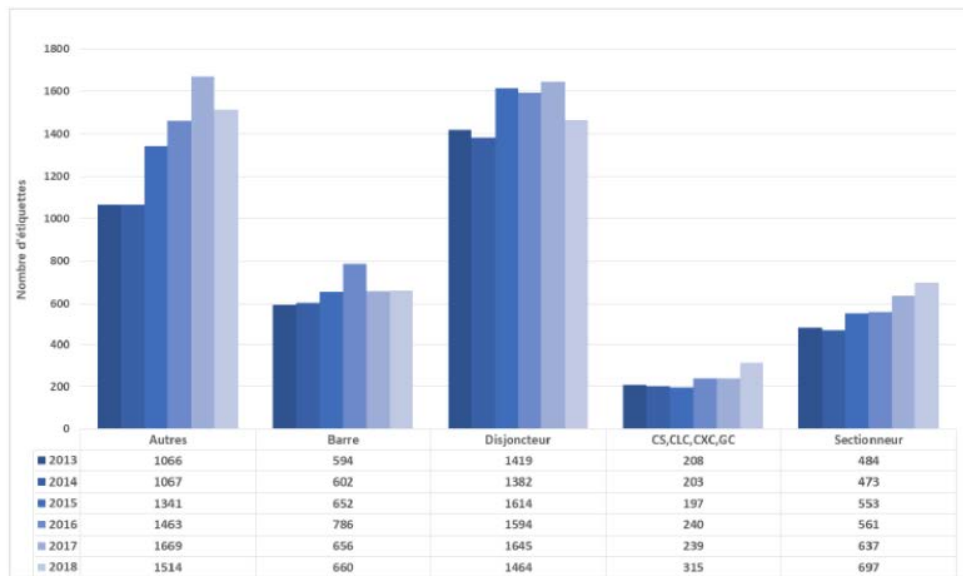
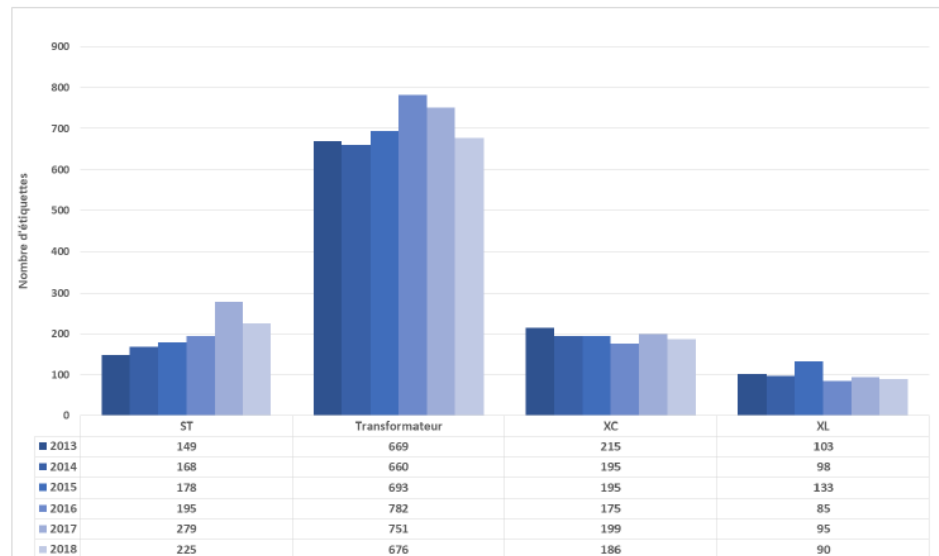


Figure 13
Indisponibilités forcées par type d'emplacement d'exploitation



Demandes :

2.1 Veuillez indiquer si les analyses dont il est question à la référence (i) ont été complétées. Dans l'affirmative, veuillez en fournir les résultats. Dans la négative, veuillez indiquer quand le Transporteur prévoit les compléter.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.3.1 de la demande de renseignements (« DDR »)**
 2 **numéro 1 de la Régie à la pièce HQT 10, Document 1.1.**

2.2 Veuillez fournir une version à jour des figures 12 et 13 (incluant 2019 et 2020) de la référence (iii) qui avaient été fournies à la suite de l'ordonnance de la Régie à la référence (ii).

Réponse :

3 **Les figures 12 et 13 (incluant 2019 et 2020) seront déposées le 29 novembre 2021**
 4 **comme indiqué par la Régie dans sa correspondance du 12 octobre 2021¹.**

¹ A-0012, Lettre procédurale et calendrier de traitement pour les volets 1 et 2, [page 3](#).

3. Référence : B-0006, page 7, lignes 19 à 26.

Préambule :

« *F : Diminution des indisponibilités forcées dues aux défaillances (IFD) qui ont atteint leur plus bas niveau des 5 dernières années. Cette diminution, particulièrement notable au niveau des disjoncteurs et des sectionneurs est principalement due au ralentissement des activités occasionné par la pandémie de la COVID-19. En effet, la diminution du nombre de retraits pour entretien préventif implique une diminution du nombre de disjoncteurs et sectionneurs opérés afin d'isoler les autres appareils. Or, pour les disjoncteurs et les sectionneurs, une grande proportion des bris surviennent lors de la sollicitation pour une manoeuvre d'ouverture ou de fermeture.* » (Nous soulignons)

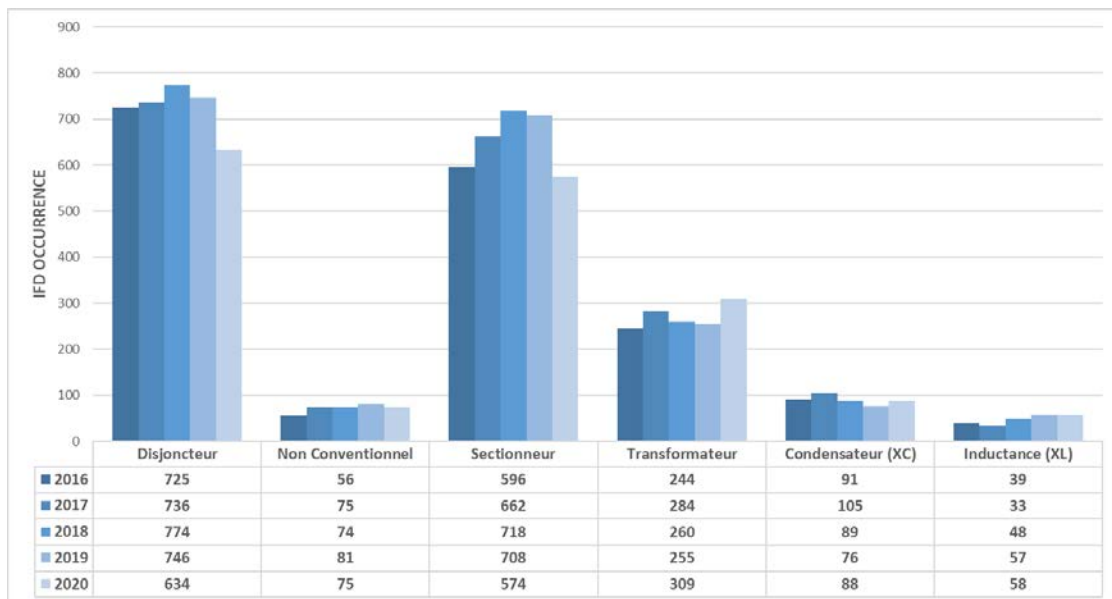
Demandes :

3.1 Veuillez fournir une ventilation des IFD observées pour les 5 dernières années par type d'équipement (p. ex. disjoncteurs, sectionneurs, etc.).

Réponse :

1 **Le Transporteur comprend que les intervenantes demandent de fournir une**
 2 **ventilation par type d'emplacement d'exploitation. Le Transporteur présente**
 3 **ci-dessous les IFD par type d'emplacement d'exploitation pour les 5 dernières**
 4 **années.**

Tableau R3.1
IFD par type d'emplacement d'exploitation



3.2 Pour chaque type d'équipement et pour chacune des 5 dernières années, veuillez fournir la proportion des bris qui sont survenus lors de la sollicitation pour une manœuvre d'ouverture ou de fermeture, tel que mentionné à la référence.

Réponse :

1 **Seuls les emplacements de disjoncteurs et de sectionneurs contiennent des**
 2 **équipements ayant la capacité de manœuvrer en ouverture ou en fermeture.**
 3 **Ainsi, la proportion des bris survenus lors de la sollicitation pour une manœuvre**
 4 **d'ouverture ou de fermeture est de 0 % pour les types d'emplacement autres**
 5 **que les disjoncteurs et les sectionneurs.**

6 **Les données ne sont pas disponibles pour chiffrer avec précision la proportion**
 7 **des bris survenus lors de la sollicitation pour une manœuvre d'ouverture ou de**
 8 **fermeture de disjoncteurs et de sectionneurs.**

9 **La note mentionnée à la référence est basée sur l'observation d'une forte baisse**
 10 **du nombre total de manœuvres en 2020. En effet, le Transporteur constate que**
 11 **le nombre de manœuvres annuelles de disjoncteurs et de sectionneurs est**
 12 **stable de 2015 à 2019, tandis qu'en 2020, il a diminué d'environ 20 % sous la**
 13 **moyenne des cinq années précédentes. Cette diminution est due au**
 14 **ralentissement des activités occasionné par la pandémie de la COVID-19.**

4. Référence : B-0006, page 9, tableau 3.

Préambule :

«

Tableau 3
Illustration du mécanisme à l'aide des résultats des années 2016 à 2020

INDICATEURS	Pondération	2016	2017	2018	2019	2020
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (40 %)						
1 Indice de continuité opérationnel normalisé	20,0 %	10,00	4,88	10,00	0,00	10,00
2 Nombre de pannes et interruptions planifiées	20,0 %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
DISPONIBILITÉ DU RÉSEAU (25 %)						
3 IFD occurrence (selon données 2015-2018)	3,0 %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
4 Durée des interruptions	3,0 %	5,00	10,00	10,00	0,00	10,00
5 Premières contingences	3,0 %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
6 Pertes de transit	3,5 %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
7 Traitement de la végétation	12,5 %	7,45	10,00	10,00	9,26	10,00
SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT (30 %)						
8 Taux de fréquence des accidents	15,0 %	0,00	10,00	0,00	10,00	10,00
9 Déversements accidentels de moins de 4 000 litres	2,5 %	10,00	5,00	10,00	0,00	10,00
10 Déversements accidentels de plus de 4 000 litres	2,5 %	10,00	10,00	5,00	10,00	0,00
11 Taux de récupération des déversements	10,0 %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (5 %)						
12 Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	2,5 %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
13 Satisfaction des clients de point à point	2,5 %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
14 NOTE GLOBALE (%)		80,31	88,51	83,75	73,57	97,50
15 COMPENSATION GLOBALE (60%/90%)		80,3	88,5	83,8	73,6	97,5

»

Demandes :

4.1 Veuillez fournir les données de base utilisées et le détail du calcul ayant mené à la valeur de 4,88 en 2017 apparaissant à la référence pour l'indicateur no. 1.

Réponse :

1 **Résultat 2017 = (Seuil 1 – Indice 2017²) / (Seuil 1 – Seuil 2) x 10**

2 **Résultat 2017 = (0,348 – 0,328) / (0,348 – 0,307) x 10 = 4,88**

4.2 Veuillez fournir les données de base utilisées et le détail du calcul ayant mené à la valeur de 5,00 en 2018 apparaissant à la référence pour l'indicateur no. 10.

Réponse :

3 **Résultat 2018 = (Seuil 1 – Nombre déversements 2018³) / (Seuil 1 – Seuil 2) x 10**

4 **Résultat 2018 = (3,5 – 3,0) / (3,5 – 2,5) x 10 = 5,00**

4.3 Veuillez fournir les données observées pour chacune des 5 dernières années pour les indicateurs no. 4 à 7 apparaissant à la référence.

Réponse :

5 **Le Transporteur présente les données des 5 dernières années pour les**
6 **indicateurs numéro 4 à 7.**

Tableau R4.3
Données des indicateurs de Disponibilité du réseau numéro 4 à 7
du tableau de l'illustration du mécanisme

	2016	2017	2018	2019	2020
DISPONIBILITÉ DU RÉSEAU (25%)					
4 Durée des interruptions	561	457	447	670	453
5 Premières contingences	63	69	40	71	62
6 Pertes de transit	224	231	206	197	190
7 Traitement de la végétation	7,09%	10,27%	8,25%	7,31%	8,86%

² Indice de continuité opérationnel normalisé ([B-0006](#), HQT-2, Document 1, tableau 1, l. 19) de 0,33 arrondi à 3 décimales).

³ Nombre de déversements accidentels de plus de 4 000 litres ([B-0006](#), HQT-2, Document 1, tableau 1, l. 49).

5. **Référence :** B-0006, page 23, lignes 21 à 26.

Préambule :

« **Remplacement de protections de lignes 735 kV dans les postes :**

Les stratégies en lien avec cette initiative concernent l'ingénierie, l'approvisionnement et le regroupement des travaux avec une coordination centralisée pour favoriser une diminution de la durée des retraits.

Le programme est déployé en 2 phases avec 20 lignes qui seront mises en service jusqu'en 2025. » (Nous soulignons)

Demande :

5.1 Veuillez quantifier la diminution de la durée des retraits dont il est question à la référence.

Réponse :

- 1 **La durée moyenne planifiée des retraits requis pour les projets de remplacement**
- 2 **des protections d'une ligne à 735 kV est passée de 33 jours à 28 jours pour les**
- 3 **premiers projets du programme.**

6. **Référence :** B-0006, pages 29 et 30, figures 17 et 18.

Préambule :

«

Figure 17
Courbe de prévision des marges disponibles 2020

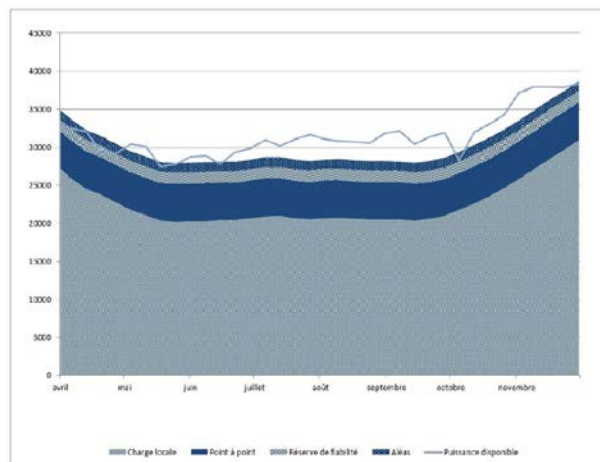
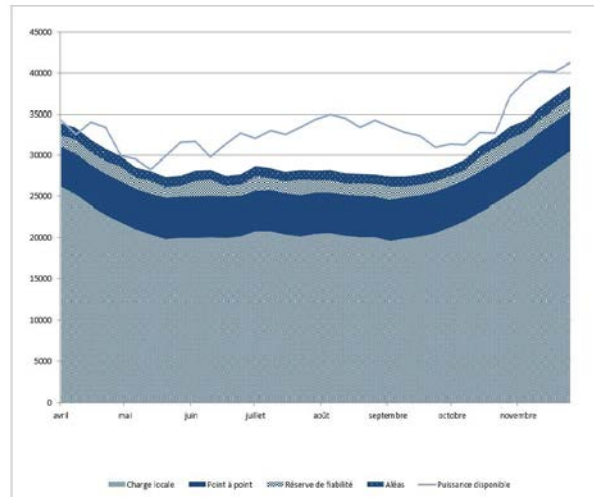


Figure 18
Courbe de prévision des marges disponibles 2021



»

Demandes :

6.1 Veuillez fournir les données chiffrées par semaine des éléments des deux figures apparaissant à la référence.

Réponse :

- 1 **Le Transporteur présente les données chiffrées par semaine des tableaux des**
- 2 **courbes de prévision des marges disponibles 2020 et 2021.**

Tableau R6.1.A
Données chiffrées par semaine des tableaux de la courbe de prévision
des marges disponibles de l'année 2020

Semaine	Charge locale	Point à point	Réserve de fiabilité	Aléas	Puissance disponible
1 avril 2020	27 146	4 963	1 500	1 250	32 794
6 avril 2020	25 932	4 968	1 500	1 250	32 462
13 avril 2020	24 547	4 954	1 500	1 250	32 048
20 avril 2020	23 759	4 948	1 500	1 250	29 437
27 avril 2020	22 718	4 957	1 500	1 250	29 163
4 mai 2020	21 766	4 954	1 500	1 250	30 387
11 mai 2020	21 030	4 945	1 500	1 250	30 018
18 mai 2020	20 345	4 945	1 500	1 250	27 419
25 mai 2020	20 221	4 945	1 500	1 250	27 771
1 juin 2020	20 262	4 948	1 500	1 250	28 674
8 juin 2020	20 293	4 954	1 500	1 250	28 840
15 juin 2020	20 429	4 948	1 500	1 250	27 720
22 juin 2020	20 401	4 948	1 500	1 250	29 329
29 juin 2020	20 674	4 948	1 500	1 250	29 847
6 juillet 2020	20 933	4 948	1 500	1 250	30 903
13 juillet 2020	20 982	4 948	1 500	1 250	30 110
20 juillet 2020	20 626	4 948	1 500	1 250	30 973
27 juillet 2020	20 469	4 948	1 500	1 250	31 616
3 août 2020	20 685	4 948	1 500	1 250	30 973
10 août 2020	20 704	4 948	1 500	1 250	30 762
17 août 2020	20 559	4 948	1 500	1 250	30 682
24 août 2020	20 484	4 945	1 500	1 250	30 547
31 août 2020	20 512	4 945	1 500	1 250	31 763
7 septembre 2020	20 512	4 874	1 500	1 250	32 090
14 septembre 2020	20 320	4 888	1 500	1 250	30 402
21 septembre 2020	20 570	4 884	1 500	1 250	31 292
28 septembre 2020	20 961	4 888	1 500	1 250	31 846
5 octobre 2020	21 734	4 902	1 500	1 250	28 197
12 octobre 2020	22 569	4 906	1 500	1 250	31 934
19 octobre 2020	23 549	4 922	1 500	1 250	32 958
26 octobre 2020	24 654	4 922	1 500	1 250	34 176
2 novembre 2020	25 850	4 922	1 500	1 250	37 092
9 novembre 2020	27 050	4 935	1 500	1 250	37 912
16 novembre 2020	28 389	4 957	1 500	1 250	37 932
23 novembre 2020	29 622	4 977	1 500	1 250	37 862
30 novembre 2020	30 928	4 963	1 500	1 250	38 294

Tableau R6.1.B
Données chiffrées par semaine des tableaux de la courbe de prévision
des marges disponibles de l'année 2021

Semaines	Charge locale	Point à point	Réserve de fiabilité	Aléas	Puissance disponible
5 avril 2021	26 122	4 963	1 336	1 500	34 223
12 avril 2021	25 202	4 963	1 660	1 500	32 514
19 avril 2021	23 846	4 963	1 528	1 500	34 027
26 avril 2021	22 735	4 963	1 524	1 500	33 420
3 mai 2021	21 887	4 963	1 759	1 250	29 907
10 mai 2021	20 969	4 963	1 304	1 250	29 514
17 mai 2021	20 331	4 963	1 522	1 250	28 270
24 mai 2021	19 797	4 963	1 306	1 250	29 887
31 mai 2021	19 951	4 963	1 308	1 250	31 595
7 juin 2021	19 942	4 963	1 958	1 250	31 653
14 juin 2021	20 053	4 963	1 967	1 250	29 744
21 juin 2021	19 944	4 963	1 344	1 250	31 356
28 juin 2021	20 087	4 963	1 344	1 250	32 685
5 juillet 2021	20 729	4 963	1 744	1 250	32 071
12 juillet 2021	20 762	4 963	1 476	1 250	33 020
19 juillet 2021	20 381	4 963	1 401	1 250	32 495
26 juillet 2021	20 145	4 963	1 858	1 250	33 388
2 août 2021	20 441	4 963	1 494	1 250	34 299
9 août 2021	20 488	4 963	1 483	1 250	34 948
16 août 2021	20 226	4 963	1 320	1 250	34 490
23 août 2021	20 050	4 963	1 489	1 250	33 407
30 août 2021	20 009	4 963	1 450	1 250	34 287
6 septembre 2021	19 591	4 963	1 599	1 250	33 490
13 septembre 2021	19 866	4 963	1 284	1 250	32 727
20 septembre 2021	20 144	4 963	1 284	1 250	32 339
27 septembre 2021	20 530	4 963	1 285	1 250	30 909
4 octobre 2021	21 209	4 963	1 200	1 250	31 360
11 octobre 2021	22 024	4 963	1 200	1 250	31 243
18 octobre 2021	23 049	4 963	1 759	1 250	32 787
25 octobre 2021	24 067	4 963	1 759	1 250	32 696
1 novembre 2021	25 232	4 963	1 788	1 500	37 051
8 novembre 2021	26 348	4 963	1 443	1 500	38 956
15 novembre 2021	27 848	4 963	1 449	1 500	40 237
22 novembre 2021	29 134	4 963	1 453	1 500	40 102
29 novembre 2021	30 383	4 963	1 458	1 500	41 154

- 6.2** Veuillez définir ce qui est entendu par les valeurs intitulées « *Réserve de fiabilité* » et « *Aléas* » en expliquant la différence entre les deux notions.

Réponse :

1 **Le terme « Réserve de fiabilité » représente la réserve pour contingence. Il s'agit**
2 **de la puissance déployée par le responsable de l'équilibrage pour satisfaire à la**
3 **norme de contrôle en régime perturbé afin d'équilibrer les ressources et la**
4 **demande suivant une perte d'alimentation.**

5 **Les aléas font plutôt référence aux impondérables associés aux prévisions de**
6 **la demande, de la production et météorologiques.**

- 7. Référence :** R-4058-2018, B-0009, pages 35 à 37, tableaux A1-1 et A1-2.

Préambule :

Les tableaux A1-1 et A1-2 présentent les indicateurs généraux et données de base pour les ratios de coûts.

Demande :

- 7.1** Veuillez fournir une mise à jour des tableaux de la référence.

Réponse :

7 **Les indicateurs financiers sont présentés seulement à l'année de recalibrage du**
8 **Mécanisme de réglementation incitative. Voir la décision D-2019-047⁴.**

⁴ [D-2019-047](#), par. 106.

REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT 2021 ET 2022

8. **Référence :** B-0011, page 10, lignes 6 à 10.

Préambule :

« Pour l'année 2022, le point de départ pour l'application de la Formule d'indexation correspond à la somme des coûts couverts par la Formule d'indexation de 936,2 M\$ de 2021 et du Facteur de croissance des activités de 2,7 M\$ de 2021, soit 938,9 M\$. Le tableau suivant présente le calcul des coûts couverts par la Formule d'indexation pour 2022, considérant -3,28% de Facteurs X+S. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Demande :

8.1 Veuillez justifier l'utilisation, à la référence, de la valeur de -3,28% pour les facteurs X + S alors que cette valeur n'a pas été approuvée par la Régie.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 10.1 à 10.3 de la DDR numéro 1 de la Régie à**
2 **la pièce HQT 10, Document 1.1.**

PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

9. **Références :** (i) B-0021, pages 8 et 9;
(ii) R-4110-2019, B-0042, page 4, lignes 3 à 8.

Préambule :

(i) « Par ailleurs, le Transporteur précise qu'il évalue, en plus de la condition de pointe de charge normale, d'autres conditions dont celle de la pointe exceptionnelle, à la demande du Distributeur. Cette condition correspond à une pointe de 4 000 MW supérieure à la pointe de charge normale et permet d'évaluer la performance du réseau de transport résultant de conditions météorologiques extrêmes. Comme il s'agit d'une situation à faible probabilité d'occurrence, l'utilisation de ressources qui ne sont pas sollicitées en condition de pointe normale est permise, notamment les centrales thermiques, les importations ainsi que les ressources interruptibles. Le Transporteur précise que depuis le dernier dossier tarifaire, aucun projet visant spécifiquement à satisfaire la condition de pointe de charge exceptionnelle n'a été identifié et qu'aucune modification entraînant un impact sur les investissements requis n'a été apportée à ses critères de conception. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

- (ii) « Le Distributeur et le Transporteur ont amorcé des travaux afin d'analyser de façon plus poussée l'impact de différents moyens de GDP sur les besoins du réseau. Ces travaux contribueront notamment à l'élaboration d'une stratégie permettant de mieux tenir compte de l'apport des moyens de GDP dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 9.1** Veuillez indiquer de quelles « centrales thermiques » il est question à la référence (i).

Réponse :

1 **Dans le contexte actuel, la seule centrale concernée par cette affirmation est la**
2 **centrale thermique de Bécancour appartenant à Hydro-Québec dans ses**
3 **activités de production.**

- 9.2** Veuillez préciser les valeurs en MW utilisées pour représenter les ressources comme les centrales thermiques, les importations ainsi que les ressources interruptibles mentionnées à la référence (i) dans la planification du réseau en condition de pointe exceptionnelle.

Réponse :

4 **Le Transporteur réitère que la condition de pointe exceptionnelle n'a pas**
5 **nécessité d'ajout d'équipement depuis 2005, et qu'aucun ajout n'est anticipé sur**
6 **son horizon de planification. Le Transporteur estime donc que le niveau de**
7 **détail demandé par les intervenantes dépasse le cadre du présent dossier.**

- 9.3** Veuillez justifier de ne pas tenir compte de l'utilisation de ressources comme les centrales thermiques, les importations ainsi que les ressources interruptibles mentionnées à la référence (i) dans la planification du réseau en condition de pointe normale, étant donné que le Distributeur considère que certaines de ces ressources lui permettent d'éviter des coûts de transport.

Réponse :

8 **En condition de pointe normale, le Transporteur s'assure de concevoir son**
9 **réseau en fonction des situations les plus contraignantes afin d'offrir un service**
10 **de transport conforme aux conditions prévues aux Tarifs et Conditions et selon**
11 **les engagements fermes conclus avec l'ensemble des clients du service de**
12 **transport.**

13 **De plus, dans sa planification, le Transporteur tient compte des ressources**
14 **mentionnées par l'intervenant dans certaines conditions. En effet, dans les**
15 **conditions de réseau incluses dans ses critères de conception, en situation de**
16 **réseau dégradé en condition de pointe normale, le Transporteur est autorisé à**

1 réajuster son réseau en diminuant en partie la production sur les corridors
2 appropriés, et en utilisant des ressources additionnelles disponibles, telles que
3 la production des centrales thermiques, les importations et les ressources
4 interruptibles pour rétablir l'équilibre offre-demande.

9.4 Relativement à la référence (ii), veuillez décrire l'avancement des travaux dont il est question et les conclusions obtenues. Dans le cas où le Transporteur n'aurait pas d'information sur ces travaux, veuillez justifier une telle absence alors que lesdits travaux étaient déjà amorcés en date du 1^{er} mai 2020.

Réponse :

5 Les travaux du comité se poursuivent. L'utilisation d'un produit de gestion de la
6 demande de puissance (GDP) pour répondre à plusieurs besoins demande une
7 bonne évaluation des caractéristiques du produit, des données disponibles et
8 des moyens de déclenchement.

9.5 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la planification du réseau présentée par le Transporteur dans le présent dossier ne tient aucunement compte des travaux mentionnés à la référence (ii).

Réponse :

9 Les travaux du comité sont toujours en cours et n'ont pas fait l'objet d'une
10 intégration dans la planification du réseau.

10. Référence : B-0021, page 12, tableau 12.

Préambule :

«

Tableau 2
Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2019 et 2020 (%)

	2019		2020	
	Charge locale	Réseau global	Charge locale	Réseau global
Janvier	88,1	95,6	81,3	91,6
Février	84,3	95,5	81,1	90,3
Mars	78,9	90,6	68,5	82,4
Avril	66,0	77,6	58,7	68,4
Mai	54,8	66,8	47,8	63,1
Juin	46,2	61,7	50,2	62,8
Juillet	48,4	63,8	51,8	65,3
Août	47,6	63,1	49,4	51,1
Septembre	46,4	61,8	45,3	57,9
Octobre	51,5	63,0	60,6	72,4
Novembre	72,8	84,8	67,2	77,9
Décembre	84,5	94,1	81,6	89,2

Notes :

- Le taux d'utilisation représente le rapport entre l'utilisation du réseau de transport et la capacité de transport prévue à la pointe pour 2019 et 2020.
- L'heure de pointe correspond à l'heure à laquelle le transport pour la charge locale et pour les services de transport de point à point est à son maximum.
- La capacité de transport prévue à la pointe, déterminée par la simulation d'un scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation anticipées à la pointe, a été établie à 44 233 MW pour 2019 et à 45 334 MW pour 2020.

»

Demande :

10.1 Veuillez expliquer la hausse de la capacité de transport prévue à la pointe qui passe de 44 233 MW pour 2019 à 45 334 MW pour 2020, tel que présenté à la référence. Veuillez fournir la provenance des données justifiant cette hausse.

Réponse :

- 1 **Le Transporteur comprend que la référence citée par l'intervenante devrait se**
- 2 **lire B-0021, page 12, tableau 2.**
- 3 **Voir la réponse à la question 16.1.1 de la DDR numéro 1 de la Régie à la pièce**
- 4 **HQT-10, Document 1.1.**

11. **Référence :** B-0021, page 26, tableau A1b.

Préambule :

«

Tableau A1b
Évolution des LIGNES par niveau de tension de 2019 à 2022

Tension	Lignes (km)							
	Réal au 31 décembre 2019		Réal au 31 décembre 2020		Prévu au 31 décembre 2021		Prévu au 31 décembre 2022	
765 kV et 735 kV	12 319	- Ajout de 319,3 km de ligne monoterne reliant le poste Chamouchouane au poste Duvernay - Ajout de 81,4 km de ligne monoterne reliant le poste La Vérendrye au poste Judith-Jasmin	12 319	Sans objet	12 319	Sans objet	12 319	Sans objet

»

Demande :

11.1 Veuillez préciser la date de mise en service des ajouts de ligne qui apparaissent au préambule.

Réponse :

1 **La mise en service des ajouts au réseau indiqués au préambule a été réalisée**
2 **en mai 2019.**

ÉTAT DE TRANSFORMATION DES POSTES DE TRANSPORT

12. **Référence :** B-0022, pages 16 à 25, tableau 3.

Préambule :

Le tableau 3 présente l'état de la transformation des postes satellites prévu à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021.

Le tableau mentionne, pour certains postes dont la charge prévue dépasse la Capacité limite de transformation (« CLT »), un « *Plan de contingence HQD/HQT* ». C'est le cas notamment des postes Arthabasca 120-25 kV, Cadieux 120-25 kV, East Angus 120-25 kV, Marcotte 120-25 kV, Ouimet 120-25 kV, Plessisville 120-25 kV et Sutton 49-25 kV.

D'autre part, pour certains postes, on observe un dépassement de la CLT sans qu'aucun Plan de contingence HQD/HQT ne soit mentionné. C'est le cas notamment des postes Hampstead 120-12 kV, Hemmingford 120-25 kV, Huntingdon 120-25 kV, L'Islet 69-25 kV, Napierville 120-25 kV, Sainte-Rosalie 120-25 kV, Saint-Evariste 120-25 kV et Wakefield 120-25 kV.

Dans le cas du poste Mont-Royal 120-25 kV, le Transporteur prévoit :

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2021 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2021 (MVA)	Remarques
MONT-ROYAL	120-25	129	96	97	83	Ajout d'un transformateur prévu.

Demandes :

12.1 Veuillez décrire le « *Plan de contingence HQD/HQT* » pour les postes listés au préambule pour lesquels cette mention apparaît dans le tableau 3.

Réponse :

1 **Les plans de contingence HQD/HQT font référence notamment à des transferts**
 2 **de charge du Distributeur.**

12.2 Pour les postes listés au préambule pour lesquels on observe un dépassement de la CLT sans qu'aucun « *Plan de contingence HQD/HQT* » ou autre mesure immédiate ne soit mentionnés, veuillez expliquer comment le Transporteur procédera pour alimenter la charge prévue.

Réponse :

3 **Malgré l'absence de mention, des plans de contingence sont également prévus**
 4 **lorsque requis pour les postes listés au préambule.**

12.3 Pour le poste Mont-Royal 120-25 kV dont les informations apparaissent au préambule, veuillez justifier le besoin de l'ajout d'un transformateur alors que les charges prévues sont significativement inférieures aux CLT.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 4.4 de la DDR numéro 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce**
 6 **B-0035, HQT-3, Document 2.1 révisé, du dossier R-4140-2020.**

PERTES ET TAUX DE PERTES DE TRANSPORT

13. Référence : B-0024, page 6, tableau 1.

Préambule :

«

Tableau 1
État d'avancement des recommandations
(Juin 2021)

#	Recommandation	Échéance	Statut
C1	Optimisation au niveau du transfert des données horaires au SSEP-PP	Fin 2020	Complété
C2	Amélioration de la robustesse au niveau de la comparaison mensuelle avec SSEP-DÉ	Fin 2020	Complété
C3	Optimisation du processus au niveau de la validation de la donnée	Fin 2024 via SCR-T (si requis)	Solution alternative complétée fin 2020
C4	Amélioration au niveau de la réception et modifications des schémas d'exploitation	Fin 2024 via SCR-T (si requis)	Solution alternative complétée fin 2020
C5	Optimisation de l'analyse de l'impact à l'aide de GEN-4	Fin 2019	Complété
C6	Amélioration au niveau du calcul SSEP-DÉ (inclus BISI)	Fin 2019	Complété
C7	Amélioration au niveau de la saisie manuelle des données mensuelles dans le fichier Excel des statistiques	Fin 2019	Complété

»

Demande :

13.1 Veuillez décrire les solutions alternatives apparaissant à la référence pour les recommandations C3 et C4 et expliquer pourquoi de telles solutions alternatives n'ont-elles pas été complétées fin 2019, tel qu'annoncé dans le dossier R-4096-2019 (pièce B-0013, page 71 du fichier PDF, juillet 2019).

Réponse :

1 **La solution alternative pour la recommandation C3 consiste en l'implantation**
2 **d'un suivi hebdomadaire des équations temporaires.**

3 **Pour ce qui est de la recommandation C4, la solution alternative consiste en une**
4 **double vérification de l'intégration au SSEP⁵ des modifications reliées au réseau**
5 **de transport.**

6 **Ces deux solutions alternatives ont été complétées à la fin de 2020, plutôt qu'à**
7 **la fin de 2019, car elles ont été effectuées de façon rétroactive. Plus précisément,**
8 **c'est au cours de l'année 2020 que ces solutions ont été déployées pour les**
9 **données de 2019 et de 2020. Le moment du déploiement des solutions**
10 **alternatives n'a donc pas d'impact sur la validité des données officielles de 2019**
11 **et 2020.**

- 14. Références :** (i) B-0024, page 10, lignes 1 à 8;
(ii) B-0024, page 10, lignes 16 à 24;
(iii) R-4096-2019, B-0013, page 17, lignes 18 à 30;
(iv) R-4096-2019, B-0060, page 25, tableau R14.1;
(v) R-4096-2019, B-0013, page 10, lignes 1 à 12;
(vi) R-4058-2018, B-0031, annexe 1, page 19, tableau 17.

Préambule :

- (i) « Le taux de pertes de transport des années 2019 et 2020 est de 5,21 %.

Le Transporteur a également réalisé des contrevalidations conjointes avec les chercheurs de l'IREQ. Pour l'année 2019, le taux de pertes obtenu par la méthode de contrevalidation basée sur l'estimateur d'état est de 5,10 %. Pour l'année 2020, celui-ci est de 5,14 %.

La faible différence entre les résultats des deux méthodes pour les deux années confirme la robustesse de la méthode officielle de calcul du taux de pertes, l'efficacité des recommandations des ressources spécialisées en contrôle et que la méthode de contrevalidation est bonne. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

⁵ Système de support à l'exploitation provinciale.

- (ii) « Les travaux d'améliorations suggérées pour les modèles utilisés dans la méthode de contrevalidation basée sur l'estimateur d'état de l'IREQ sont tous complétés.

Ainsi, les données de températures par région sont maintenant ajoutées au modèle des pertes par effets joules pour en améliorer la précision.

De plus, des travaux au niveau du modèle de la partie du réseau de transport non représentée (« RTNR ») ont été réalisés. Toutefois, la précision qu'apporte ce nouveau modèle est finalement négligeable, voire pratiquement nulle, pour les taux de pertes annuels. Les chercheurs de l'IREQ ont considéré cette avenue comme non-probante et ne l'ont donc pas retenue. » (Nous soulignons)

- (iii) « Tout d'abord, le Transporteur rappelle que la méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état repose sur une approche complètement différente pour calculer les pertes. Le taux de pertes annuel obtenu par la méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état est de 5,24 % pour 2018 et celui de la méthode officielle est de 5,36 %.

Cette différence s'explique par l'incertitude intrinsèque associée à chacune des méthodes et par le biais introduit par une partie des pertes par effet couronne qui n'est pas considérée dans cette méthode de contrevalidation de l'IREQ. De plus, les hypothèses utilisées pour les modèles de la partie non représentée de l'estimateur d'état, des pertes shunt et des pertes du réseau à courant continu, contribuent à l'écart observé entre les deux méthodes de validation. Il faut aussi mentionner les écarts liés à la représentation mathématique de l'estimateur d'état, qui devraient tout de même être moins significatifs, car cet outil est utilisé pour l'exploitation du réseau de transport en temps réel. Cela signifie que les erreurs associées aux modèles sont captées plus rapidement. » (Nous soulignons)

- (iv) «

Tableau R14.1

Énergie transitée ajustée en fonction des taux de pertes révisés⁸

Année	GWh
2012	216 399
2013	223 789
2014	219 639
2015	219 868
2016	221 090
2017	224 933
2018	228 633

»

- (v) « **Variation du taux de pertes d'une année à l'autre**

Comme le Transporteur l'a indiqué [note de bas de page omise], les facteurs qui influencent le transit du nord vers le sud du réseau sont ceux qui ont le plus d'impact sur les pertes par effet Joule, et donc sur le taux de pertes de transport. À titre d'exemple, la figure 1 présente les pertes par effet Joule issues des équipements à courant alternatif, classées en fonction de la production totale sur

le réseau, tandis que la figure 2 présente les pertes par effet Joule issues des équipements à courant alternatif, classées en fonction du transit du nord vers le sud. Ces figures permettent d'illustrer que les pertes par effet Joule sont effectivement corrélées avec la production totale sur le réseau et avec le transit du nord vers le sud, mais l'amplitude des courbes en bleu pâle montrent que le transit du nord vers le sud est un meilleur indicateur pour suivre l'impact sur les pertes de transport. Cependant, bien qu'il soit un bon indicateur, plusieurs autres facteurs qui varient d'une heure à l'autre ont aussi de l'influence sur les pertes. » (Nous soulignons)

(vi) «

Tableau 17
Impact de l'ajout de la ligne du projet Chamouchouane–Bout-de-l'Île

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-151	-151	-151	-151	-167	-166
Δ Énergie reçue (GWh)	0	-26	-13	-4	-167	-167
Δ Énergie livrée (GWh)	151	125	138	147	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %	-0,08 %

»

Demandes :

14.1 Relativement aux références (i) et (iii), veuillez indiquer et quantifier les principaux facteurs qui expliquent la baisse du taux de pertes calculée par le Transporteur qui passe de 5,36 % en 2018 à 5,21 % en 2019.

Réponse :

1 **Puisque la mesure réelle du taux de pertes intègre un ensemble de facteurs de**
 2 **manière combinée et indissociable, le Transporteur n'est pas en mesure d'isoler**
 3 **et de quantifier l'impact de ceux-ci sur l'évolution annuelle du taux de pertes.**
 4 **Pour plus de détails à ce sujet, le Transporteur réfère l'intervenant au dossier**
 5 **R-4096-2019⁶ où il statuait entre autres ceci :**

6 **« ...le Transporteur conclut qu'il est impossible de fournir des**
 7 **explications quantitatives complètes sur tous les facteurs justifiants**
 8 **les variations du taux de pertes de transport d'une année à l'autre... »**

9 **Le Transporteur est confiant de la qualité de son taux de pertes, étant donné**
 10 **la mise en place des recommandations des ressources spécialisées en**
 11 **contrôle et la comparaison avec la méthode de contrevalidation basée sur**
 12 **l'estimateur d'état.**

⁶ [B-0013](#), HQT-6, Document 1.1, section 2.2.

14.2 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer et quantifier les principaux facteurs qui expliquent le maintien du taux de pertes calculé par le Transporteur à 5,21 % entre 2019 et 2020 et ce, malgré l'effet de la nouvelle ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île qui aurait dû apporter une baisse de 0,08 % (point de pourcentage), selon la référence (vi).

Réponse :

1 **La référence (vi) présente l'impact de l'ajout de la ligne du projet**
2 **Chamouchouane – Bout-de-l'Île pour deux séries de données dont tous les**
3 **autres facteurs autres que la présence de la ligne sont identiques, ce qui n'est**
4 **pas le cas entre les années 2019 et 2020. Le Transporteur réitère donc sa**
5 **réponse à la question 14.1.**

14.3 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer et quantifier les principaux facteurs qui expliquent l'augmentation du taux de pertes obtenue par la méthode de contrevalidation basée sur l'estimateur d'état de l'IREQ qui passe de 5,10 % en 2019 à 5,14 % en 2020 et ce, malgré l'effet de la nouvelle ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île qui aurait dû apporter une baisse de 0,08 % (point de pourcentage), selon la référence (vi).

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 14.2.**

14.4 Relativement aux références (i) et (iii), veuillez indiquer et quantifier les principaux facteurs qui expliquent la baisse du taux de pertes obtenue par la méthode de contrevalidation basée sur l'estimateur d'état de l'IREQ qui passe de 5,24 % en 2018 à 5,10 % en 2019.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 14.1.**

14.5 Veuillez justifier l'affirmation de la référence (i) selon laquelle la différence entre les deux méthodes pour 2019 (5,21 % vs 5,10 %) serait « faible ». Veuillez indiquer à partir de quelle différence celle-ci ne serait plus « faible ».

Réponse :

8 **Selon les experts de l'IREQ, un écart de $\pm 0,3$ point de pourcentage observé**
9 **entre les taux calculés par la méthode officielle et la méthode de**
10 **contrevalidation est considéré acceptable.**

14.6 Veuillez indiquer si le Transporteur a cherché à expliquer les différences entre les résultats des deux méthodes pour les deux années tel que mentionné à la référence (i). Dans l'affirmative, veuillez fournir de telles explications. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.

Réponse :

1 **Le Transporteur n'a réalisé aucune investigation supplémentaire, puisque les**
2 **différences entre les résultats des deux méthodes pour les deux années se**
3 **trouvaient dans le 0,3 point de pourcentage jugé raisonnable.**

14.7 Veuillez expliquer le biais systématique entre le calcul du Transporteur des taux de pertes et la méthode de contrevalidation basée sur l'estimateur d'état de l'IREQ alors que cette dernière méthode présente une estimation systématiquement plus basse pour chacune des trois dernières années, selon les références (i) et (iii).

Réponse :

4 **Tel que mentionnée dans le dossier R-4096-2019⁷, la méthode de**
5 **contrevalidation basée sur l'estimateur d'état de l'IREQ ne représente pas**
6 **l'ensemble des pertes.**

14.8 Veuillez fournir les résultats de la méthode de contrevalidation basée sur l'estimateur d'état de l'IREQ pour chacune des années 2018, 2019 et 2020, avec et sans les travaux d'améliorations mentionnés à la référence (ii) apportés à cette méthode.

Réponse :

7 **Le Transporteur n'a pas réalisé cette analyse et les résultats ne sont pas**
8 **disponibles. La méthode de contrevalidation basée sur l'estimateur d'état étant**
9 **un outil en constante amélioration, les travaux apportés à chaque année ne**
10 **touchent que les données de cette même année.**

14.9 Veuillez indiquer si le « biais » mentionné à la référence (iii) a été éliminé à la suite des travaux d'améliorations complétés selon la référence (ii). Dans l'affirmative, veuillez en faire la démonstration.

Réponse :

11 **La représentation détaillée du réseau de transport non représenté (RTNR) ainsi**
12 **que l'utilisation de données météorologiques régionales ont permis de diminuer**
13 **l'incertitude. Toutefois, pour les mêmes raisons expliquées à la réponse à la**
14 **question 14.7, une incertitude est toujours présente dans la méthode de**
15 **contrevalidation basée sur l'estimateur d'état.**

⁷ [B-0013](#), HQT-6, Document 1.1, annexe 2, section 1.

14.10 Veuillez compléter le tableau de la référence (iv) en fournissant les valeurs de l'énergie transitée pour 2019 et 2020.

Réponse :

1 **L'énergie transitée, conformément au tableau de la référence (iv) ci-dessus,**
2 **est respectivement de 228 226 GWh et 222 169 GWh pour 2019 et 2020.**

14.11 Pour chacune des cinq années entre 2016 et 2020, veuillez fournir le transit total du nord vers le sud, tel que mentionné à la référence (v).

Réponse :

3 **Le Transporteur présente ci-dessous une estimation du transit du nord vers**
4 **le sud.**

Tableau R14.11
Transit annuel du nord vers le sud

Année	Transit
2016	122,2 TWh
2017	124,2 TWh
2018	129,2 TWh
2019	127,1 TWh
2020	121,8 TWh

5 **Le Transporteur tient à mentionner que ces données ne sont pas utilisées dans**
6 **le calcul officiel du taux de pertes de transport.**