

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)	Heure/client	0,12	0,34	0,41	0,25	0,25	0,28	0,64
15	o Facteurs climatiques (brut)	Heure/client	0,03	0,05	0,08	0,06	0,13	0,07	0,37
16	o Faune, environnement et méfaits (brut)	Heure/client	0,07	0,12	0,29	0,11	0,08	0,13	0,15
17	o Autres (brut)	Heure/client	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.

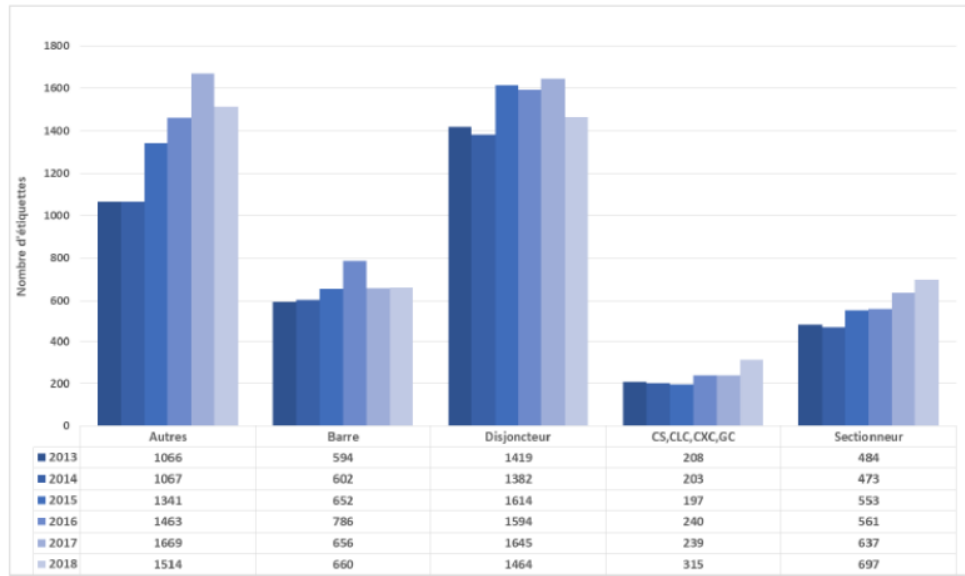
2. **Références :** (i) B-0006, page 7, lignes 17 et 18;  
 (ii) D-2019-047, dossier R-4058-2018, page 24, paragraphe 78;  
 (iii) R-4096-2019, B-0005, pages 27 et 28, figures 12 et 13.

**Préambule :**

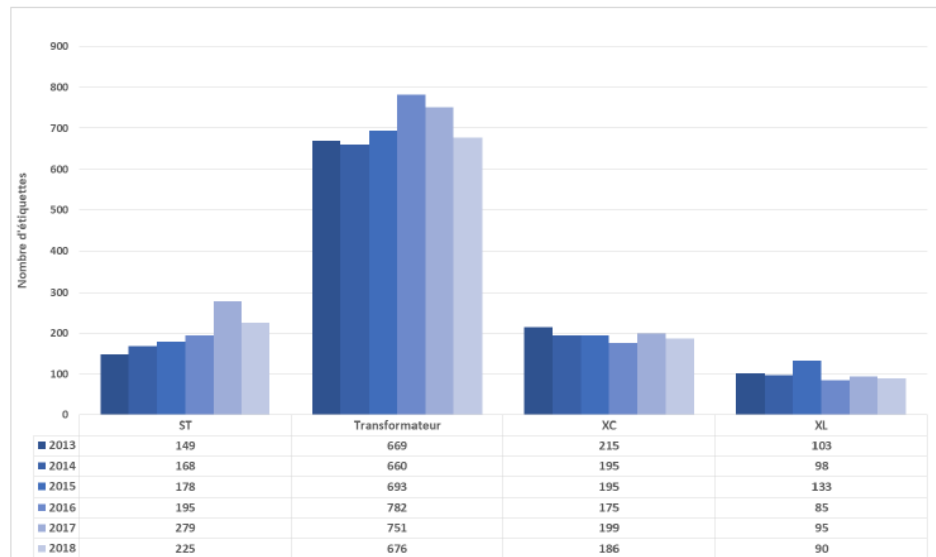
- (i) «E : Augmentation des indisponibilités forcées (« IF ») qui ont atteint leur plus haut niveau des 5 dernières années. Les analyses sont en cours pour identifier les causes. »
- (ii) « **[78] La Régie prend acte des deux premiers suivis proposés par le Transporteur. Elle lui ordonne de déposer, 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.
  - 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).
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 manœuvre 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.).
  - 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.
-

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
<b>FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (40 %)</b>						
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
<b>DISPONIBILITÉ DU RÉSEAU (25 %)</b>						
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
<b>SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT (30 %)</b>						
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
<b>SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (5 %)</b>						
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.
- 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.
- 4.3 Veuillez fournir les données observées pour chacune des 5 dernières années pour les indicateurs no. 4 à 7 apparaissant à la référence.

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.

---

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

Préambule :

«

Figure 17  
Courbe de prévision des marges disponibles 2020

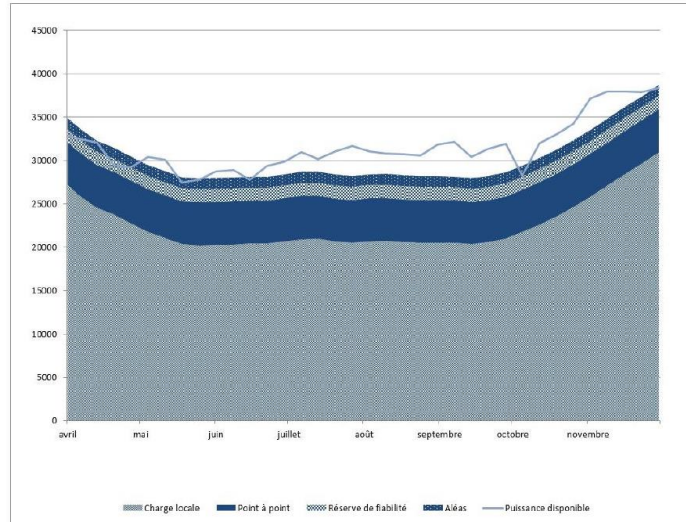
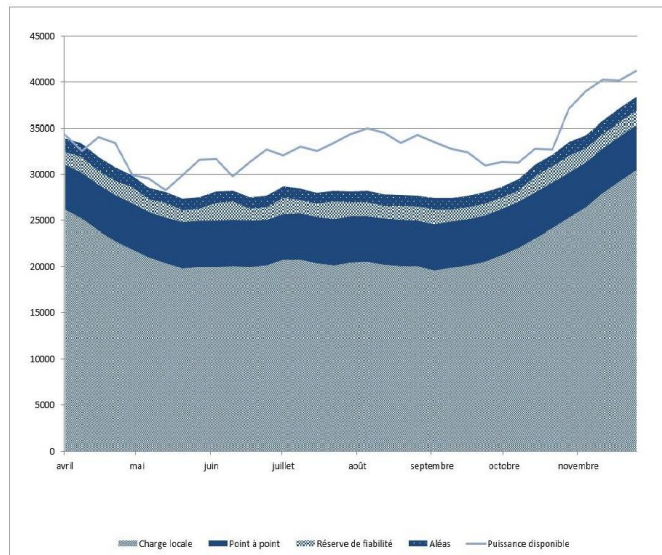


Figure 18  
Courbe de prévision des marges disponibles 2021



»

**Demandes :**

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

**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.
-

## 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.

---



## 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).
- 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.
- 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.
-

- 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<sup>er</sup> mai 2020.
- 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).
- 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.

**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.

## 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.
- 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.
- 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.

## 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 BIS1)	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).

---

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)

- (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 révisés<sup>8</sup>**

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.
- 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).
- 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).
- 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.
- 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 ».
- 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.



- 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).
- 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.
- 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.
- 14.10** Veuillez compléter le tableau de la référence (iv) en fournissant les valeurs de l'énergie transitée 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).
-