

Confidentialité levée selon la décision D-2018-059

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

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À**
2 **HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, RELATIVE AU**
3 **REMPLACEMENT DE TRANSFORMATEURS À 315-120 kV ET À L'AJOUT D'UNE SECTION À 25 kV**
4 **AU POSTE DE LA PRAIRIE**

- 5 **1. Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 8;
6 (ii) Pièce [B-0004](#), p. 11;
7 (iii) Pièce [B-0004](#), p. 11.

8 **Préambule :**

9 (i) Le Transporteur présente au Tableau 2 la prévision de la charge des postes de Brossard et
10 de Chambly qui seront en dépassement de capacité limite de transformation (« CLT ») dès la
11 pointe de l'hiver 2020-2021 et 2022-2023 respectivement.

12 (ii) Le Transporteur mentionne que les transformateurs de puissance à 315-120 kV (T1 et T2)
13 ont respectivement 48 et 46 ans tout comme leurs équipements connexes et doivent être
14 remplacés à court terme. À cet égard, la justification du Projet s'appuie sur la grille d'analyse du
15 risque des équipements qui permet au Transporteur de déterminer les équipements devant faire
16 l'objet d'interventions d'après la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs.

17 (iii) Concernant le bâtiment de commande, le Transporteur indique avoir examiné la possibilité
18 de réhabiliter le bâtiment et que cette piste n'a pas été retenue puisqu'elle coûterait plus cher que
19 la construction d'un bâtiment et son échéancier de réalisation serait plus long.

20 **Demandes :**

21 **1.1** Veuillez fournir les détails et les références sur lesquels s'appuie le Transporteur pour
22 déterminer la prévision de la charge des postes de Brossard et de Chambly.

23 **R1.1**

24 Comme mentionné à la pièce HQT-1, Document 1, la prévision de la charge des
25 postes de Brossard à 315-25 kV et de Chambly à 120-25 kV correspond à la
26 prévision de septembre 2017 du Distributeur. Le Transporteur a obtenu de celui-ci
27 les détails suivants.

28 La prévision de la demande par poste s'appuie sur l'analyse de la charge des clients
29 reliés aux postes ainsi que sur la croissance prévue des abonnements et des
30 consommations unitaires par secteur de consommation et par usage. La prévision
31 d'abonnements repose sur la prévision démographique régionale produite par
32 l'Institut de la Statistique du Québec et intègre de nombreux projets résidentiels à
33 venir dans le secteur. La prévision intègre également les ajouts de charge ponctuels
34 prévus sur ces deux postes au cours des prochaines années.

1 **1.2** Veuillez fournir la grille d'analyse du risque des équipements sur laquelle est soutenue la
2 justification du Projet.

3 **R1.2**

4 La grille d'analyse du risque des équipements sur laquelle est soutenue la
5 justification du Projet est présentée au tableau R1.2. Les équipements inscrits sur
6 cette grille sont les deux transformateurs à 315-120 kV et les équipements
7 connexes, soit les deux sectionneurs à 315 kV, les douze parafoudres et les
8 systèmes de protection et de commande.

9 **Tableau R1.2**
10 **Grille d'analyse du risque des équipements**

| Nombre de Equipement_No | Impact | Prob | | | | | | | | | Total | |
|-------------------------|--------------|----------|----------|----------------|------------------------|-----------|-----------------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | | |
| | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 (T1) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 8 (prot. T1, T2) | 1 (T2) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 (commande) | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | 3 | 0 | 0 | 2 (mesure) | 0 | 0 | 2 (sect) | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| | 2 | 0 | 0 | 12 (paraf.) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 |
| | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Total | 0 | 0 | 14 | 8 | 2 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27 |

11 **1.3** Veuillez expliquer comment cette grille a été appliquée en fonction de la Stratégie de
12 gestion de la pérennité des actifs.

13 **R1.3**

14 Conformément à la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs du Transporteur¹
15 (la « Stratégie »), chaque équipement est comptabilisé dans la grille d'analyse du
16 risque à l'intersection de sa cote de probabilité et de sa cote d'impact. D'une
17 manière plus générale, les deux zones orange et la zone rouge constituent les
18 zones à risque de la grille où les équipements inscrits devraient être les
19 déclencheurs principaux des projets en pérennité. Les équipements inscrits en
20 zone jaune sont plus susceptibles d'être des candidats à une politique d'attente de
21 la défaillance ou à des projets entrepris par opportunisme économique
22 (planification intégrée) lorsqu'ils sont eux-mêmes en fin de vie.

23 De plus, tel que préconisé par la démarche² du Transporteur pour déterminer les
24 investissements en maintien des actifs, des équipements peuvent être visés par des
25 interventions dans le cadre d'un projet lorsque les particularités locales de celui-ci
26 les jugent pertinentes. Ces interventions faites pour des raisons autres que le

¹ R-3670-2008, HQT-2, Document 1, section 4.3

² R-3670-2008, HQT-1, Document 1.2 et D-2012-012, pages 32 à 34.

1 **risque (efficience, cohérence technique, etc.) peuvent par exemple varier entre 15 et**
2 **30 %³ pour l'appareillage principal et les automatismes.**

3 **Ainsi, dans le cadre du Projet, le remplacement des deux transformateurs à**
4 **315-120 kV constitue l'élément déclencheur des interventions en pérennité. Ces**
5 **transformateurs sont identifiés dans les zones à risque de la grille. Les autres**
6 **équipements qui ne sont pas à risque ont dépassé leur durée de vie utile et sont**
7 **remplacés sur la base d'intervention pour raison autre réalisée en même temps que**
8 **des équipements à risque, selon la démarche du Transporteur pour déterminer les**
9 **investissements en maintien des actifs.**

10 **1.4** Veuillez fournir une analyse comparative entre la réhabilitation du bâtiment de commande
11 existant et la construction d'un nouveau bâtiment à l'égard des coûts ainsi que de son
12 échéancier de réalisation en incluant les coûts reliés au démantèlement éventuel du
13 bâtiment existant.

14 **R1.4**

15 **Le coût de construction d'un nouveau bâtiment de commande est de 2,7 M\$**
16 **(excluant le coût de démantèlement de 500 k\$) alors que le coût de réhabilitation du**
17 **bâtiment de commande existant est d'environ 3,5 M\$.**

18 **En raison d'une intervention majeure en pérennité du bâtiment de commande, le**
19 **Transporteur doit mettre aux normes (parasismiques) le bâtiment de commande.**
20 **Les travaux de réhabilitation du bâtiment existant consistent à démolir la toiture, les**
21 **murs de maçonnerie non armée pour ensuite y installer une structure d'acier et**
22 **reconstruire les murs et la toiture. De plus, lors de la réalisation de ces travaux, des**
23 **moyens de protection temporaires (ex. : coffrage de protection en bois, système de**
24 **ventilation, etc.) seraient requis sur les panneaux de commande actuelle ainsi que**
25 **les boîtes de jonction et les autres systèmes connexes afin d'assurer une continuité**
26 **de service des équipements à l'intérieur du bâtiment.**

27 **Outre les coûts, la complexité des travaux de réhabilitation du bâtiment de**
28 **commande ne permettrait pas de rencontrer la date de mise en service de la section**
29 **à 25 kV prévue en juin 2020.**

30 **2. Référence :** Pièce B-0006, annexe 3, p. 4 à 6.

31 **Préambule :**

32 **Le Transporteur présente l'analyse économique détaillée de 2017 à 2060 des deux solutions**
33 **retenues.**

34 **Demandes :**

³ R-4013-2017, HQT-1, Document 1. Voir pages 30 et 31 pour le suivi des interventions pour 2016 et 2017.

1 **2.1** Veuillez fournir le calcul détaillé des pertes électriques en énergie de 6 620 MWh et en
2 puissance de 3 MW pour la période de 2021 à 2060 de la solution 2. Veuillez également
3 fournir vos références.

4 **R2.1**

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

6

7 **Pertes électriques différentielles en énergie**

8

= pertes différentielles en puissance x Fpe x 8 760 heures/an

9

Où :

10

Pertes différentielles en puissance sont de 3 MW et sont obtenues par simulation. Elles représentent les pertes électriques différentielles du scénario 2 par rapport au scénario 1 de l'analyse économique.

11

12

13

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

14

15

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

16

où :

17

f.u. est un facteur d'utilisation de 0,4764 basé sur les données historiques de l'année 2016 du réseau de transport étudié.

18

19

Ainsi, les pertes électriques différentielles en énergie sont

20

$= 3 * (0,9*(0,4764)^2 + 0,1*(0,4764)) * 8760 = 6 620 \text{ MWh/an}$

21

2.2 Veuillez fournir le calcul et les références établissant le prix des pertes électriques en énergie et le prix des pertes en puissance pour la période de 2021 à 2060 de la solution 2.

22

23

R2.2

24

Comme mentionné dans la pièce HQT-1, Document 1 et demandé par la Régie, le Transporteur a intégré les informations relatives à l'évaluation de la valeur des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en énergie, ainsi que les prix de références utilisés, dans les tableaux présentés à l'annexe 3.

25

26

27

28

Les coûts des pertes en énergie et en puissance sont basés sur les coûts évités du Distributeur tels qu'approuvés par la Régie dans sa décision D-2017-022 (paragraphe 191 et 207). Ces coûts sont indexés annuellement à 2 %.

29

30

31

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

32

33

1 2.3 La Régie constate également, pour la solution 2 des investissements pour la période de
2 2022 à 2027 et de 2046 à 2049. Veuillez décrire les travaux qui se rattachent à ces
3 investissements et en présenter les justifications.

4 **R2.3**

5 **Les travaux qui se rattachent aux investissements de la solution 2 sont :**

6 **2022 à 2027 : ajout du 4^e transformateur de puissance au poste Roussillon.**

7 **Ce scénario prévoit des transferts de charge du poste de Brossard vers le poste**
8 **Roussillon en 2019 (pour soulager le poste de Brossard) et le poste de Roussillon**
9 **sera en dépassement de capacité en 2027 dû au transfert de charge et à la**
10 **croissance des charges de la zone. Les travaux consistent à ajouter un 4^e**
11 **transformateur de puissance de 66 MVA pour une mise en service en 2027.**

12 **2046 à 2049 : ajout du 4^e transformateur de puissance au poste de**
13 **Saint-Bruno-de-Montarville.**

14 **Ce scénario prévoit des transferts de charge des postes de Brossard et de**
15 **Saint-Basile vers le poste de Saint-Bruno-de-Montarville en 2019 (pour soulager les**
16 **postes de Brossard et de Saint-Basile) et le poste de Saint-Bruno-de-Montarville**
17 **sera en dépassement de capacité en 2049 dû aux transferts de charge et à la**
18 **croissance des charges de la zone. Les travaux consistent à ajouter un 4^e**
19 **transformateur de puissance de 66 MVA au poste pour une mise en service 2049.**

20 2.4 La Régie constate, pour la solution 1, des investissements pour la période de 2025 à 2028 et
21 de 2060 à 2063. Veuillez décrire les travaux qui se rattachent à ces investissements et en
22 présenter les justifications.

23 **R2.4**

24 **Les travaux qui se rattachent aux investissements de la solution 1 sont :**

25 **2025 à 2028 : ajout du 3^e transformateur de puissance au poste de**
26 **Saint-Bruno-de-Montarville**

27 **Ce scénario prévoit aussi des transferts de charge du poste Saint-Basile vers le**
28 **poste de Saint-Bruno-de-Montarville en 2019 (pour soulager le poste Saint-Basile) et**
29 **ce dernier sera en dépassement de capacité en 2028. Les travaux consistent à**
30 **ajouter un 3^e transformateur de puissance de 66 MVA au poste de**
31 **Saint-Bruno-de-Montarville dû à la croissance des charges de la zone ainsi qu'aux**
32 **transferts de charge.**

33 **2050 à 2053 : ajout du 4^e transformateur de puissance au poste Roussillon**

34 **Le poste Roussillon sera en dépassement de capacité en 2053 compte tenu de la**
35 **croissance de la charge de la zone. Les travaux consistent à ajouter un 4^e**
36 **transformateur de puissance au poste Roussillon.**

