

**Complément de preuve du Transporteur  
à la suite de la lettre du 24 février 2020  
de la Régie de l'énergie (la « Régie »)**



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

6 Elle demande également de fournir « des informations complémentaires sur les hypothèses  
7 et la méthodologie permettant d'obtenir la valeur relative des pertes électriques des scénarios  
8 1 et 2 par rapport à celles de la solution 3 utilisée comme scénario de référence ».

### **1 Analyse économique du Distributeur**

9 La prévision de la demande émanant du Distributeur est présentée aux tableaux 2 et 3<sup>1</sup>. La  
10 prévision de la demande pour la solution 2 qui tient compte des transferts prévus en fonction  
11 du nouveau poste des Irlandais est présentée au tableau 8<sup>2</sup>.

12 Les résultats de l'analyse économique pour le Distributeur ont été ajoutés au tableau 1 de la  
13 présente pièce qui inclut ainsi les coûts globaux actualisés du Transporteur et du Distributeur  
14 pour les trois solutions.

15 Les investissements en distribution prévus pour la solution 2 comprennent les travaux  
16 nécessaires aux transferts de charge vers le poste des Irlandais 315-25 kV en provenance  
17 du poste Central-2. Ils incluent également des travaux de raccordement aux circuits  
18 souterrains, travaux dont l'ampleur est limitée dans le présent projet grâce à la disponibilité  
19 de circuits situés à proximité du poste des Irlandais.

20 Les coûts estimés pour les solutions 1 et 3 tiennent compte des travaux de réaménagement  
21 au poste Central-2 nécessaires pour la réfection des départs d'artère à 12 kV qui ont atteint  
22 la fin de leur vie utile. De plus, ces deux solutions requièrent l'addition de quatre câbles à  
23 25 kV pour alimenter la croissance de charge dans la zone.

24 Bien que les solutions 1 et 3 permettent de répondre à la croissance de charge prévue, elles  
25 n'offrent aucun autre avantage à plus long terme. À l'inverse, la solution 2 offre à plus long  
26 terme une plus grande capacité de raccordement dans la zone visée et permet la conversion  
27 du réseau de distribution de 12 à 25 kV.

---

<sup>1</sup> B-0004, HQT-1, Document 1, [page 11](#).

<sup>2</sup> B-0004, HQT-1, Document 1, [page 25](#).

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

	<b>Solution 1</b>	<b>Solution 2</b>	<b>Solution 3</b>
	<b>Accroître la capacité de l'architecture actuelle à 120 kV</b>	<b>Construction d'un nouveau poste satellite à 315-25 kV</b>	<b>Construction d'un nouveau poste source à 315-120 kV</b>
<b>HQT</b>			
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	-
<b>CGA HQT</b>	<b>133 453</b>	<b>119 776</b>	<b>137 553</b>
<b>HQD</b>			
Investissements	2 464	3 423	2 464
Valeurs résiduelles	(207)	(286)	(207)
Taxes	112	213	112
Pertes électriques	1 170	-	1 170
<b>CGA HQD</b>	<b>3 443</b>	<b>3 349</b>	<b>3 443</b>
<b>Total - Coûts globaux actualisés</b>	<b>136 896</b>	<b>123 125</b>	<b>140 996</b>

1 En conclusion, la solution 2 qui consiste à construire un nouveau poste satellite à 315-25 kV  
 2 dans la zone visée est celle qui présente les coûts globaux actualisés les moins élevés, tout  
 3 en offrant des avantages à plus long terme que les deux autres solutions n'offrent pas.

**2 Calcul de la valeur des pertes électriques**

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

8 Les solutions 1 et 3 ont la même répartition de charge dans les postes satellites, tandis que  
 9 la solution 2 prévoit une répartition de charge différente attribuable à la présence d'un  
 10 nouveau point d'injection à partir du poste des Irlandais à 315-25 kV. Chacun des

1 renforcements de réseau associé aux différentes solutions a été modélisé en écoulement de  
2 puissance.

3 La solution 3 correspond au scénario de référence car les pertes électriques en puissance  
4 globales du réseau sont les moins élevées. Les pertes globales de la solution 1 et de la  
5 solution 2 ont été réduites des pertes globales de la solution 3 pour en obtenir les valeurs  
6 différentielles de pertes en puissance pour ses deux scénarios.

7 Les pertes électriques en énergie annuelles (8 760 heures) ont été estimées en considérant  
8 un facteur de pertes de 25 %.

**Tableau 2**  
**Pertes électriques sur le réseau de transport (MW)**

	<b>Solution 1</b>	<b>Solution 2</b>	<b>Solution 3 (Référence)</b>
<b>Pertes en puissance (MW)</b>	<b>3 012,4</b>	<b>3 010,4</b>	<b>3 008,1</b>
<b>Pertes en puissance différentielles (MW)</b>	<b>4,3</b>	<b>2,3</b>	<b>-</b>
<b>Pertes en énergie différentielles (MWh)</b>	<b>9 417</b>	<b>5 037</b>	<b>-</b>

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

15 La valeur en énergie est obtenue en considérant un facteur de pertes de 49 %<sup>3</sup> et correspond  
16 à 752,8 MWh sur une base annuelle.

---

<sup>3</sup> Facteur de pertes du réseau de distribution obtenu en considérant les données historiques de la charge du poste Central-2.