

**DEMANDE DU TRANSPORTEUR ET DU  
DISTRIBUTEUR RELATIVE AU POSTE BÉLANGER**



## TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION .....	7
2.	CONTEXTE GÉNÉRAL DU PLAN D'ÉVOLUTION DU RÉSEAU .....	10
3.	SITUATION ACTUELLE .....	14
4.	OBJECTIFS VISÉS PAR LES PROJETS .....	16
5.	SOLUTIONS ENVISAGÉES .....	17
5.1	SOLUTIONS ENVISAGÉES .....	18
5.1.1	SOLUTION 1 - CONSTRUCTION D'UN NOUVEAU POSTE BÉLANGER À 120-25 KV .....	18
5.1.2	SOLUTION 2 - CONSTRUCTION D'UN NOUVEAU POSTE BÉLANGER À 315- 120/25 KV .....	19
5.2	ESTIMATION DES COÛTS DES SOLUTIONS ENVISAGÉES .....	20

## **Tableaux**

<b>Tableau 1 Concordance entre la demande conjointe du Transporteur et du Distributeur et le Règlement .....</b>	<b>9</b>
<b>Tableau 2 Besoins de croissance et de pérennité de la zone Est .....</b>	<b>11</b>
<b>Tableau 3 Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2010) .....</b>	<b>21</b>

## **Figures**

<b>Figure 1 Situation géographique des postes de la zone Est .....</b>	<b>13</b>
<b>Figure 2 Secteur alimenté par le poste Bélanger .....</b>	<b>15</b>

## **Annexes**

<b>Annexe 1 Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal</b>	
<b>Annexe 2 Prévion de la charge pour la zone d'étude (2010-2024)</b>	
<b>Annexe 3 Comparaison économique des solutions envisagées</b>	

**Liste des abréviations et des symboles**

<b>Abréviation / Symbole</b>	<b>Correspondance</b>
CGA	coûts globaux actualisés
k\$	millier de dollars
kV	kilovolt
km	kilomètre
m	mètre
M\$	million de dollars
MVA	méga voltampère
Mvar	méga var
Paragr.	Paragraphe
V	volt



## **1. INTRODUCTION**

1 Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») et  
2 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »)  
3 visent à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») pour la  
4 reconstruction du poste Bélanger situé sur le territoire de l'île de Montréal, son  
5 raccordement au réseau de distribution et la réalisation de travaux connexes.

6 La présente demande conjointe découle du *Plan d'évolution du réseau de l'île de*  
7 *Montréal* (le « Plan »). L'objectif principal du Plan est de déterminer les solutions  
8 optimales afin de répondre aux besoins du réseau de l'île de Montréal tout en  
9 considérant les préoccupations du Transporteur et du Distributeur. Les solutions  
10 retenues visent la poursuite du développement de l'architecture à 315 kV afin  
11 d'assurer la pérennité du réseau du Transporteur tout en répondant aux besoins de  
12 croissance à court et long termes de ce territoire urbain.

13 La demande conjointe constitue donc le produit d'une planification intégrée et s'avère  
14 en fait la première étape de la mise en place du Plan.

15 Aux fins du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la*  
16 *Régie de l'énergie* (le « Règlement »), le volet transport de la demande est présenté  
17 comme le « Projet du Transporteur », tandis que son volet distribution est présenté  
18 comme le « Projet du Distributeur ».

19 De façon plus spécifique, le Projet du Transporteur consiste en :

- 20 • la reconstruction du poste Bélanger à 315-120/25 kV en 2013-2014 ;
- 21 • le démantèlement d'une portion d'environ quatre kilomètres d'une ligne à  
22 120 kV existante (circuits 1219-1223) et la construction, dans l'emprise ainsi  
23 libérée, d'une nouvelle ligne d'alimentation à 315 kV de quatre kilomètres  
24 entre la ligne Duvernay-Charland (circuits 3017-3050) et le poste Bélanger,  
25 en 2013 ;
- 26 • des modifications aux postes de Duvernay, de Montréal-Nord et du  
27 Bout-de-l'Île pour permettre l'intégration du nouveau poste Bélanger  
28 en 2013 ;

- 1           • le démantèlement de la section à 12 kV et des transformateurs à 120-12 kV  
2           du poste Bélanger en 2017.

3 Le Projet du Transporteur, dont le coût total s'élève à 189,5 M\$, s'inscrit dans les  
4 catégories d'investissement « Maintien des actifs » et « Croissance des besoins de la  
5 clientèle ». Il vise à assurer la pérennité du poste Bélanger tout en répondant aux  
6 enjeux de croissance de la charge à court et long termes de la zone d'étude. De plus,  
7 il permet le démantèlement d'équipements désuets du poste Bélanger. La mise en  
8 service finale du Projet du Transporteur est prévue pour le mois d'avril 2014.

9 De façon plus spécifique, le Projet du Distributeur consiste essentiellement en :

- 10           • la préparation de l'ensemble des composantes du réseau de distribution  
11           pour supporter une tension à 25 kV ;
- 12           • la conversion et le raccordement de charges au nouveau poste Bélanger.

13 Le coût total du Projet du Distributeur s'élève à 67,9 M\$. Les travaux de distribution  
14 devraient se terminer en 2017.

15 Le tableau 1 indique la concordance entre les sections des pièces HQTD-1,  
16 Document 1, HQTD-2, Document 1 et HQTD-3, Document 1 de la demande conjointe  
17 du Transporteur et du Distributeur et les renseignements requis par le *Règlement*.

1  
2  
3

**Tableau 1**  
**Concordance entre la demande conjointe du Transporteur et du Distributeur**  
**et le Règlement**

Règlement			Demande			
Article	Alinéa	Paragr.	Renseignements requis	Entité(s)	Pièce	Section
2	1	1 <sup>o</sup>	Les objectifs visés par le projet	HQT/HQD	HQTD-1, Doc. 1	4
2	1	2 <sup>o</sup>	La description du projet	HQT	HQTD-2, Doc. 1	2
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1
2	1	3 <sup>o</sup>	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT	HQTD-2, Doc. 1	2
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1
2	1	4 <sup>o</sup>	Les coûts associés au projet	HQT	HQTD-2, Doc. 1	3 et Annexe 4
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	2
2	1	5 <sup>o</sup>	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT/HQD	HQTD-1, Doc. 1	5.3 et Annexe 3
2	1	6 <sup>o</sup>	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT	HQTD-2, Doc. 1	Annexe 3
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1.4
2	1	7 <sup>o</sup>	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT	HQTD-2, Doc. 1	4 et Annexe 5
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	3
2	1	8 <sup>o</sup>	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT	HQTD-2, Doc. 1	5
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	4
2	1	9 <sup>o</sup>	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT/HQD	HQTD-1, Doc. 1	5
3	1	1 <sup>o</sup>	La liste des principales normes techniques	HQT	HQTD-2, Doc. 1	Annexe 2
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	Annexe 1
3	1	3 <sup>o</sup>	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	HQT/HQD	s.o.	s.o.

## **2. CONTEXTE GÉNÉRAL DU PLAN D'ÉVOLUTION DU RÉSEAU**

1 Le territoire de l'île de Montréal est actuellement alimenté par quarante-sept postes  
2 satellites. De ce nombre, vingt-six postes alimentent la charge à une tension de  
3 12 kV. La plupart de ces postes ont été mis en service dans les années 1950 et  
4 1960 ; plusieurs cumulent donc plus de cinquante années d'exploitation. En raison de  
5 leur vétusté, ces postes et leurs équipements connexes devront faire l'objet  
6 d'investissements importants au cours des prochaines années, afin d'en assurer la  
7 pérennité. À cet égard, les investissements en pérennité des équipements du réseau  
8 de transport à 120-12 kV sont sans contredit prioritaires par rapport aux  
9 investissements dans les postes à 120-25 kV.

10 Les clients de l'île de Montréal sont alimentés à deux niveaux de tension différents,  
11 soit à 12 kV et à 25 kV. Bien que la tension normalisée des réseaux du Distributeur  
12 soit de 25 kV, près de la moitié de la charge demeure toutefois alimentée par un  
13 réseau à 12 kV. De plus, les zones de charges à 12 kV et à 25 kV sont entremêlées  
14 sur l'ensemble du territoire, de sorte que certaines zones de charges sont entourées  
15 par des zones d'une autre tension que la leur. Ceci est vrai tant pour le niveau de  
16 tension à 12 kV que pour celui à 25 kV. Cette situation rend difficile la relève entre les  
17 postes satellites du réseau de transport par le réseau du Distributeur, et plus  
18 particulièrement lors des interventions de maintenance et de réparation sur les  
19 équipements des postes satellites.

20 En plus des enjeux liés à la pérennité des installations et à la diversité de tension,  
21 plusieurs installations du Transporteur dépasseront leur capacité limite de  
22 transformation (« CLT ») à court et moyen termes. Cette situation est particulièrement  
23 préoccupante dans l'est de l'île de Montréal (la « zone Est »), où c'est le cas de près  
24 de la moitié des postes satellites. Cette situation a jusqu'ici été gérée efficacement  
25 par une multitude de transferts de charges effectués par le Distributeur. En effet, ce  
26 dernier a réparti la charge de façon optimale entre les différents postes satellites  
27 alimentant cette zone. Toutefois, le réseau de transport est maintenant près  
28 d'atteindre sa capacité ultime de transformation.

29 Le tableau 2 présente les postes satellites alimentant la zone Est dont des  
30 dépassements de CLT sont prévus dans la période 2010 à 2024 et ceux pour

1 lesquels un fort volume d'équipements majeurs (disjoncteurs et transformateurs)  
 2 devront être remplacés d'ici 2024.

3 **Tableau 2**  
 4 **Besoins de croissance et de pérennité de la zone Est**

Postes satellites de la zone Est	Période 2010-2024	
	Dépassement de capacité de transformation (CLT)	Fort volume d'équipements majeurs devant être remplacés
Bout-de-l'île 120-12 kV		X
Bout-de-l'île 120-25 kV	X	
Bourassa 120-12 kV		X
Bélanger 120-12 kV		X
Jeanne-d'Arc 120-12 kV		X
Jeanne-d'Arc 120-25 kV	X	
Langelier 315-25 kV	X	
Longue-Pointe 120-12 kV		X
Montréal-Est 315-25 kV		
Montréal-Nord 120-12 kV	X	X
Rosemont 120-12 kV		X
Rosemont 120-25 kV	X	

5  
 6 D'une part, il appert du tableau 2 que tous les postes à 120-12 kV de cette zone de  
 7 charge devront faire l'objet d'investissements majeurs d'ici 2024 afin d'assurer la  
 8 pérennité des installations. D'autre part, la majorité des postes identifiés au tableau 2,  
 9 dont la CLT sera dépassée à court ou moyen termes, sont des postes dont la  
 10 moyenne tension est à 25 kV.

11 Compte tenu de ce contexte et des enjeux en cause, le Transporteur et le  
 12 Distributeur se sont réunis dès 2007 afin d'étudier les différentes solutions possibles  
 13 permettant de répondre de façon optimale aux besoins des réseaux de transport et  
 14 de distribution de l'île de Montréal. Les solutions présentées devaient à la fois tenir  
 15 compte des besoins en pérennité des postes à 120-12 kV et répondre aux besoins de  
 16 croissance du réseau à 25 kV.

17 De plus, afin d'assurer un développement optimal des réseaux de transport et de  
 18 distribution, les solutions devaient avoir la capacité de s'adapter aux besoins actuels

1 et futurs de l'île de Montréal, dont la densité de charge est très importante. Le fruit de  
2 leur travail a résulté en l'établissement de grandes orientations pour les réseaux du  
3 Transporteur et du Distributeur.

4 *Orientations du Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal*

5 D'entrée de jeu, le Transporteur indique que l'orientation principale retenue au Plan  
6 consiste à favoriser le développement de l'architecture du réseau à 315-25 kV, en  
7 implantant de nouveaux postes satellites à 315-25 kV en remplacement des postes à  
8 120-12 kV. Cette architecture sera retenue à chaque fois que le besoin le justifiera et  
9 que les avantages techniques seront prépondérants, tout en tenant compte des  
10 enjeux économiques.

11 Pour une zone de densité urbaine comparable à celle de l'île de Montréal, les  
12 avantages de l'implantation d'une architecture à 315 kV sont nettement supérieurs à  
13 ceux d'une architecture à 120 kV. À titre d'exemple, dans l'est de Montréal, la  
14 capacité des lignes à 315 kV est environ six fois supérieure à celle des lignes à  
15 120 kV, tout en générant moins de pertes électriques. De plus, le nombre  
16 d'équipements dans un poste dont l'alimentation primaire est à 315 kV est réduit  
17 comparativement à un poste à 120 kV. Ainsi, certaines installations à 120-12 kV de  
18 l'île de Montréal comportent six transformateurs de puissance et ont atteint ou sont  
19 près d'atteindre leur CLT, alors que trois transformateurs seraient suffisants si l'on  
20 alimentait la même charge à 315-25 kV.

21 De plus, l'île de Montréal possède la densité de charge la plus importante du territoire  
22 québécois. Aussi, la disponibilité des terrains pouvant accueillir des postes satellites  
23 sur l'île de Montréal se raréfie et les impacts sociaux du passage de nouvelles lignes  
24 de transport sont très grands. Dans ce contexte, il devient de plus en plus  
25 indispensable d'utiliser une technologie qui puisse réduire le nombre d'équipements  
26 de postes et de lignes, tout en ayant une grande capacité d'expansion, ce que  
27 favorise assurément l'architecture à 315-25 kV.

28 Parallèlement au développement d'une architecture à 315 kV, le Distributeur s'est  
29 donné pour objectif de convertir progressivement à 25 kV ses charges qui sont  
30 actuellement alimentées à 12 kV. Ainsi, le plan d'intervention du Distributeur prévoit  
31 la conversion de 50 % de la charge à 12 kV d'ici une quinzaine d'années.

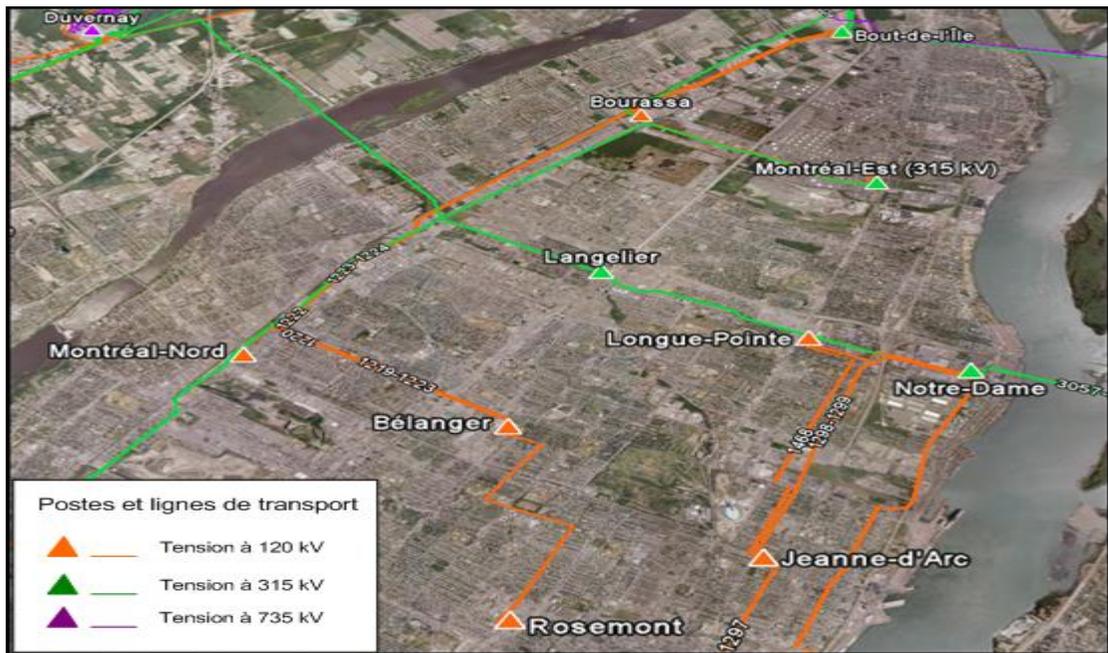
1 Par ailleurs, le réseau à 12 kV est limité en terme de courant admissible ce qui  
2 implique un plus grand nombre d'équipements de distribution qui encombre le réseau  
3 civil existant. Aussi, le réseau souterrain à 12 kV est difficilement exploitable à cause  
4 du nombre élevé de manœuvres nécessaires pour isoler le câble principal en  
5 situation de panne.

6 En plus de faciliter les transferts de charge et de simplifier les interventions de  
7 maintenance, cette conversion aura également pour effet bénéfique de réduire les  
8 coûts récurrents engendrés par les pertes électriques sur le réseau du Distributeur.  
9 Ce dernier a évalué le coût de ces pertes à plus de 7 M\$ par année, seulement pour  
10 le réseau de distribution alimentant l'île de Montréal.

11 La figure 1 présente l'emplacement géographique des postes satellites de la  
12 zone Est.

13  
14

**Figure 1**  
**Situation géographique des postes de la zone Est**



15

16 Les conclusions du Plan pour le réseau du Transporteur de la zone Est sont à l'effet  
17 de procéder de manière progressive à la construction de nouveaux postes en  
18 remplacement des sept postes satellites à 120-12 kV vétustes, et de procéder au  
19 démantèlement consécutif de ces derniers. Afin d'assurer une évolution optimale du

1 réseau, l'architecture recommandée pour ces nouveaux postes est à une tension de  
2 315-25 kV.

3 Le premier poste recommandé au Plan est le poste faisant l'objet de la présente  
4 demande, soit le poste Bélanger à 315-120/25 kV. Ce poste est requis pour répondre  
5 aux besoins de pérennité du poste Bélanger actuel à 120-12 kV, ainsi que pour  
6 répondre aux besoins de croissance de la zone d'étude, telle que définie à la  
7 section suivante.

8 Le Transporteur souligne que son projet constitue une étape charnière du Plan,  
9 puisqu'il permet le démantèlement de deux lignes à 120 kV (dont l'une d'elles fait  
10 partie du présent projet) plutôt que de les reconstruire. Les emprises ainsi libérées  
11 permettront la construction de nouvelles lignes à 315 kV afin d'alimenter le nouveau  
12 poste Bélanger à 315-120/25 kV ainsi que d'autres postes satellites qui feront l'objet  
13 de futures demandes à la Régie, le cas échéant. Le Transporteur signale que la  
14 réutilisation des emprises existantes pour la construction de nouvelles lignes à  
15 315 kV contribue grandement à atténuer les impacts sociaux de son projet.

16 Le Transporteur et le Distributeur déposent le Plan sous pli confidentiel à l'annexe 1  
17 de la présente pièce.

### **3. SITUATION ACTUELLE**

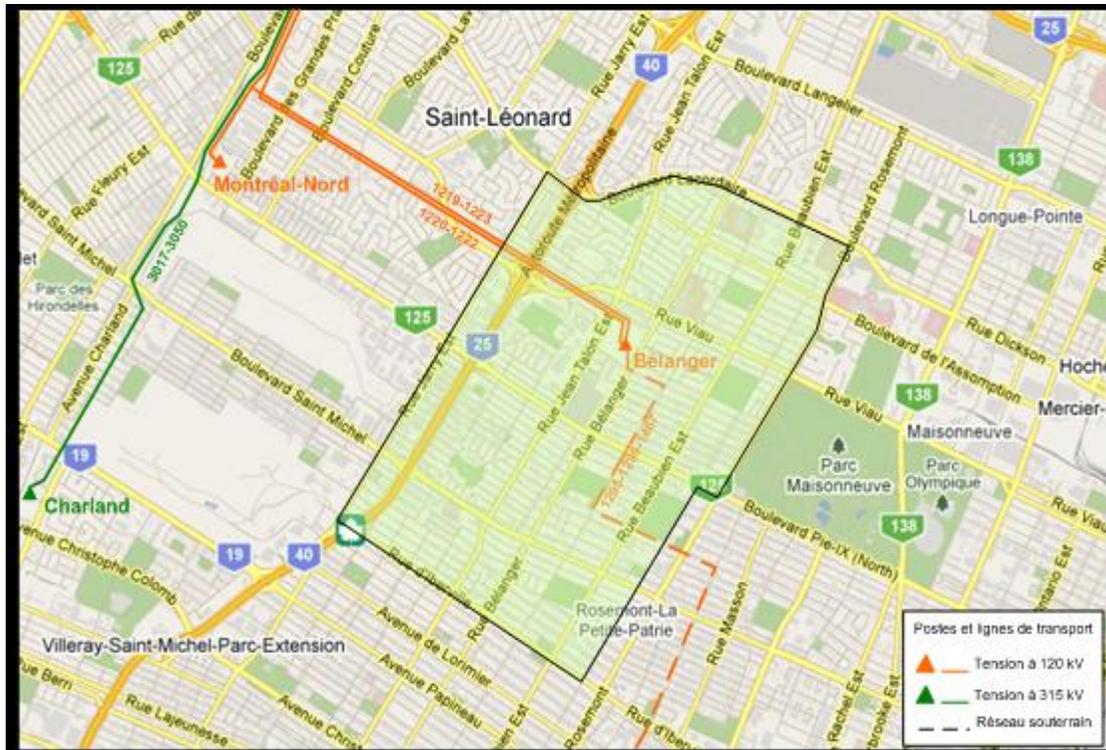
18 Cette section présente la description des installations de transport et de distribution  
19 incluses dans la zone d'étude et les enjeux spécifiques que les Projets du  
20 Transporteur et du Distributeur visent à régler.

#### *Zone d'étude*

22 Le réseau de distribution alimenté par le poste Bélanger à 120-12 kV comprend une  
23 partie des arrondissements de St-Léonard, de Rosemont - La Petite-Patrie et  
24 de Villieray - St-Michel – Parc-Extension, pour un total de près de 44 000 clients. Ce  
25 réseau alimente plusieurs clients importants, dont trois hôpitaux, soit l'hôpital  
26 Maisonneuve-Rosemont, l'hôpital Santa Cabrini et l'Institut de Cardiologie. Ce  
27 secteur est présenté à la figure 2.

1  
2

**Figure 2**  
**Secteur alimenté par le poste Bélanger**



3

4 Outre le réseau alimenté par le poste Bélanger à 120-12 kV, la zone d'étude est  
5 également constituée des territoires desservis par le poste de Montréal-Nord à  
6 120-12 kV, le poste de Rosemont à 120-25/12 kV et le poste Langelier à 315-25 kV.  
7 Les postes de Montréal-Nord et de Rosemont sont alimentés par les mêmes lignes à  
8 120 kV que le poste Bélanger, dont la source provient du poste du Bout-de-l'Île. Le  
9 poste Langelier, pour sa part, est alimenté par une ligne à 315 kV provenant du poste  
10 source de Duvernay.

11 La zone d'étude comprend donc un total de près de 199 000 clients, situés  
12 principalement dans les arrondissements du Plateau – Mont-Royal, de  
13 Montréal-Nord, d'Anjou et de Rivière-des-Prairies – Pointe-aux-Trembles, en plus des  
14 trois arrondissements mentionnés précédemment.

15 Actuellement, la CLT globale des postes de la zone d'étude est d'environ 1 216 MVA.  
16 Or, selon les prévisions de croissance de la charge du Distributeur, cette dernière

1 atteindra environ 1 242 MVA d'ici 2024, excédant ainsi de plus de 2 % la capacité de  
2 la zone d'étude. Cette situation démontre que toute marge de manœuvre dont  
3 disposait ce secteur pour absorber la croissance de la charge locale a été utilisée de  
4 façon optimale et qu'un ajout de capacité est désormais inévitable.

5 La prévision de charge pour les postes de la zone d'étude, pour les années 2010 à  
6 2024, est déposée à l'annexe 2 de la présente pièce.

#### **4. OBJECTIFS VISÉS PAR LES PROJETS**

7 Le premier objectif du Transporteur est de répondre aux besoins de pérennité du  
8 poste Bélanger à 120-12 kV, en remplaçant plusieurs équipements vétustes dans ce  
9 poste. De plus, le Transporteur appliquera ses critères de conception afin d'assurer la  
10 fiabilité et la qualité de service de transport de l'installation. La volonté du  
11 Transporteur est également d'adapter celle-ci à son contexte urbain. En effet, ce  
12 dernier a considérablement évolué depuis la mise en service initiale du poste  
13 Bélanger en 1955.

14 En lien direct avec ce dernier élément, le Transporteur a pour deuxième objectif de  
15 répondre aux besoins de croissance de la zone d'étude. Pour ce faire, le Projet du  
16 Transporteur doit adopter une architecture ayant une grande capacité d'expansion,  
17 afin d'avoir toute la flexibilité nécessaire pour pouvoir répondre à la croissance de la  
18 charge à long terme.

19 Le troisième objectif du Transporteur vise à favoriser le développement de  
20 l'architecture à 315 kV dans l'est de l'île de Montréal, en harmonie avec les  
21 orientations du Plan. Pour ce faire, le Projet du Transporteur doit permettre la mise  
22 en place des infrastructures de réseau nécessaires à cette évolution, tout en  
23 favorisant le démantèlement de nombreux équipements à 120 kV, plutôt que leur  
24 reconstruction. De surcroît, cet objectif s'inscrit dans une perspective d'unification de  
25 l'architecture du réseau de transport alimentant l'île de Montréal et permet de  
26 rationaliser l'exploitation et l'entretien des équipements, tout en réduisant les pertes  
27 électriques et les coûts y étant associés.

28 Le principal objectif du Distributeur est de convertir les charges du réseau alimenté  
29 par le poste Bélanger de 12 kV à 25 kV. L'uniformisation du réseau de distribution à

1 la tension 25 kV aura pour impact de faciliter son exploitation et les relèves de  
2 charge. Le changement de tension de 12 kV à 25 kV aura également pour effet de  
3 désencombrer les canalisations souterraines existantes et de diminuer les pertes  
4 électriques sur le réseau de distribution de l'île de Montréal.

5 Les travaux du Transporteur auront un impact positif sur la fiabilité du réseau de  
6 transport de l'est de l'île de Montréal et, par le fait même, sur la qualité et la continuité  
7 du service offertes aux clients.

## **5. SOLUTIONS ENVISAGÉES**

8 Le Plan prévoit la construction d'un nouveau poste Bélanger afin de répondre aux  
9 enjeux de pérennité de l'installation actuelle et prévoit également la conversion de  
10 ses charges de 12 kV à 25 kV.

11 Bien que le Plan privilégie le choix d'une architecture à 315 kV pour les nouveaux  
12 postes à construire sur l'île de Montréal en cas de besoin, ses conclusions prônent  
13 l'importance d'effectuer des analyses rigoureuses en regard des avantages technico-  
14 économiques d'un tel choix, et ce, pour chaque projet pris individuellement. Le  
15 Transporteur et le Distributeur ont convenu de l'importance particulière que revêt  
16 cette démarche pour les présents projets, puisqu'ils constituent la première étape  
17 d'implantation du Plan.

18 Les analyses effectuées dans le cadre de cette démarche ont permis au Transporteur  
19 et au Distributeur d'identifier différentes solutions pour répondre aux besoins de  
20 pérennité du poste Bélanger, ainsi que pour satisfaire aux besoins de croissance de  
21 la charge à court et à long termes de la zone d'étude. Ces solutions permettent  
22 d'assurer la fiabilité de l'alimentation des charges des réseaux de transport et de  
23 distribution, dans le respect des critères de conception de ces réseaux. Les aspects  
24 techniques, environnementaux et économiques ont également été considérés pour  
25 orienter le choix de la meilleure solution.

26 Pour répondre à ces besoins, le Transporteur et le Distributeur ont retenu les deux  
27 solutions suivantes :

- 1       • solution 1 : construction d'un nouveau poste Bélanger à 120-25 kV ;  
2       • solution 2 : construction d'un nouveau poste Bélanger à 315-120/25 kV.  
3 Les sous-sections suivantes présentent les deux solutions envisagées afin d'atteindre  
4 les objectifs visés.

5       **5.1 Solutions envisagées**

6       **5.1.1 Solution 1 - Construction d'un nouveau poste Bélanger à 120-25 kV**

7 La première solution consiste à construire un nouveau poste Bélanger à 120-25 kV.

8 Le poste serait équipé initialement de cinq transformateurs de puissance de 47 MVA,  
9 offrant une capacité de transformation initiale de 259 MVA. Le poste permettrait  
10 l'ajout d'un transformateur additionnel, pour une capacité ultime de 323 MVA. La  
11 section à 25 kV serait située à l'intérieur d'un bâtiment de manœuvre.

12 Le jeu de barre à 120 kV serait constitué de trois boucles équipées de sept départs  
13 de lignes, comme actuellement, soit deux lignes aériennes vers le poste du  
14 Bout-de-l'Île et trois circuits souterrains vers le poste de Rosemont. La reconstruction  
15 d'une des lignes aériennes à 120 kV serait également nécessaire. Quant à la  
16 deuxième ligne à 120 kV, le Transporteur estime qu'il faudrait la reconstruire dans  
17 environ trente ans. En effet, cette dernière serait alors en exploitation depuis plus de  
18 quatre-vingt ans à partir de sa mise en service initiale. Le Transporteur précise que la  
19 reconstruction de ces deux lignes serait fort coûteuse, car il s'agit de lignes d'une  
20 quinzaine de kilomètres de longueur en milieu urbain, dont au moins une partie serait  
21 vraisemblablement équipée de pylônes à aspect visuel amélioré, et ce afin d'atténuer  
22 les impacts environnementaux et sociaux de ces constructions.

23 Pour leur part, les travaux du Distributeur consisteraient à remplacer les équipements  
24 du réseau de distribution ne supportant pas la tension à 25 kV, à convertir les  
25 charges alimentées par le poste actuel de 12 kV à 25 kV et à les transférer sur les  
26 départs du nouveau poste.

27 Le Transporteur tient à mentionner que la capacité ultime de ce nouveau poste serait  
28 de près de 100 MVA inférieure à la capacité ultime offerte dans le cas de la deuxième  
29 solution. Malgré tout, la solution à 120-25 kV nécessiterait deux transformateurs de

1 puissance et une ligne de plus que dans le cas du scénario 2. Cette solution irait à  
2 l'encontre des orientations du Plan, qui visent à augmenter significativement la  
3 capacité des nouvelles installations de transport, en prévision des besoins actuels et  
4 futurs sur l'île de Montréal, tout en minimisant le nombre d'équipements nécessaires  
5 à cette fin.

6 Enfin, cette solution est plus coûteuse que la solution 2.

7 Pour toutes ces raisons, le Transporteur et le Distributeur sont d'avis que la solution 1  
8 devrait être rejetée au profit de la solution 2.

9 **5.1.2 Solution 2 - Construction d'un nouveau poste Bélanger à**  
10 **315-120/25 kV**

11 La solution 2 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur et le  
12 Distributeur. Elle consiste à construire un nouveau poste Bélanger à 315-120/25 kV.

13 La section à 315-25 kV du poste sera initialement équipée de trois transformateurs  
14 de 100 MVA et alimentera vingt-neuf départs actifs. Elle permettra l'ajout d'un  
15 transformateur additionnel, pour une capacité ultime de 413 MVA, et alimentera alors  
16 quarante départs actifs. Les équipements à 25 kV seront confinés à l'intérieur d'un  
17 bâtiment de manœuvre.

18 Quant à elle, la section à 315-120 kV du poste sera équipée de deux transformateurs  
19 de 450 MVA à bruit réduit. Cette section servira à permettre l'alimentation à 120 kV  
20 des postes de Montréal-Nord et de Rosemont, via le jeu de barre à 120 kV du poste  
21 Bélanger actuel. Le Transporteur précise que l'ajout de ces transformateurs est une  
22 condition essentielle au déploiement de l'architecture à 315 kV prévue par le Plan.  
23 Ainsi, dans le cadre du présent Projet du Transporteur, ces ajouts permettront le  
24 démantèlement d'une ligne biterne à 120 kV vers le poste du Bout-de-l'Île et le  
25 passage de la nouvelle ligne à 315 kV dans les emprises actuelles.

26 Par ailleurs, la section à 315-120 kV permettra le démantèlement de quelques  
27 équipements à 120 kV vétustes du poste du Bout-de-l'Île, ce qui évitera leur  
28 reconstruction. De plus, l'implantation de la nouvelle section à 315-120 kV permettra  
29 d'éviter d'autres investissements qui seraient autrement nécessaires au poste du

1 Bout-de-l'Île afin de permettre l'intégration prévue de la nouvelle section à  
2 735-315 kV.

3 L'alimentation du nouveau poste Bélanger requerra aussi la construction d'une ligne  
4 à 315 kV de quatre kilomètres de longueur, construite dans l'emprise de la ligne à  
5 120 kV portant les numéros de circuits 1219-1223, qui sera préalablement  
6 démantelée sur ce parcours. La nouvelle ligne à 315 kV sera raccordée à la ligne  
7 Duvernay-Charland (circuit 3017-3050), à la hauteur de la dérivation vers le  
8 poste Bélanger.

9 Pour leur part, les travaux du Distributeur sont identiques à ceux de la solution 1  
10 puisque l'alimentation en moyenne tension des clients est la même dans les  
11 deux solutions.

## 12 **5.2 Estimation des coûts des solutions envisagées**

13 Le Transporteur et le Distributeur ont réalisé une comparaison des coûts des  
14 solutions envisagées en tenant compte des investissements requis pour la  
15 construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services  
16 publics, des pertes électriques le cas échéant et du coût du capital. L'analyse  
17 économique ne tient pas compte des pertes électriques du Distributeur puisque cet  
18 élément n'est pas discriminant. L'analyse économique a été réalisée sur une période  
19 de 44 ans, soit 40 ans après la mise en service des équipements.

20 Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique sont les suivantes :

- 21 • taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,685 % ;
- 22 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 23 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

24 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement  
25 pour la portion comprise entre la fin de la durée d'analyse et la fin de la durée de vie  
26 spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est  
27 fonction des catégories d'équipements établis par le Transporteur et par  
28 le Distributeur.

1 Le tableau 2 présente une comparaison économique des solutions décrites  
 2 précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de  
 3 l'année 2010.

4 **Tableau 3**  
 5 **Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2010)**

	<b>Scénario 1</b>	<b>Scénario 2</b>
	Bélanger à 120-25 kV	Bélanger à 315-120/25 kV
<b>HQT</b>		
Investissements	175,8	154,0
Valeurs résiduelles	-2,6	-3,1
Taxes	10,6	9,2
Pertes électriques	15,3	0,0
<b>Coûts globaux actualisés HQT</b>	<b>199,1</b>	<b>160,1</b>
<b>HQD</b>		
Investissements	53,9	53,9
Réinvestissements	9,0	9,0
Valeurs résiduelles	-6,0	-6,0
Taxes	3,1	3,1
<b>Coûts globaux actualisés HQD</b>	<b>60,0</b>	<b>60,0</b>
<b>Total Coûts globaux actualisés</b>	<b>259,1</b>	<b>220,1</b>

6 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur et le Distributeur  
 7 démontrent que les coûts globaux actualisés de la deuxième solution sont inférieurs à  
 8 ceux de l'autre solution. Le détail de la comparaison économique des solutions  
 9 envisagées et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 3.



**PIÈCE DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL**

**Annexe 1**

**PLAN D'ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE L'ILE DE  
MONTRÉAL**



## **Annexe 2**

# **PRÉVISION DE LA CHARGE POUR LA ZONE D'ÉTUDE (2010-2024)**



## Prévisions de la croissance de la charge de la zone d'étude Données du Distributeur – 2010

Installations	CLT	09-10	Prévisions 2010 (MVA)														
	(MVA)		10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
Bélanger 12 kV	<b>234</b>	<b>236</b>	222	218	219	220	221	221	222	223	224	225	226	227	228	229	229
Montréal-Nord 12 kV	<b>188</b>	166	177	177	178	179	180	180	181	182	183	184	185	186	187	188	<b>189</b>
Rosemont 25 kV	<b>186</b>	177	178	180	181	182	183	184	185	186	<b>187</b>	<b>188</b>	<b>189</b>	<b>191</b>	<b>192</b>	<b>193</b>	<b>194</b>
Rosemont 12 kV	<b>108</b>	91	94	95	95	96	96	97	98	99	100	101	102	103	103	104	105
Langelier 25 kV	<b>500</b>	474	476	479	482	485	488	492	495	499	<b>503</b>	<b>507</b>	<b>511</b>	<b>515</b>	<b>518</b>	<b>521</b>	<b>525</b>
Total postes	<b>1216</b>	1144	1147	1149	1155	1161	1168	1174	1181	1189	1197	1206	1213	<b>1221</b>	<b>1228</b>	<b>1235</b>	<b>1242</b>
% de la CLT	<b>N/A</b>	94,1%	94,3%	94,5%	95,0%	95,5%	96,1%	96,6%	97,2%	97,8%	98,5%	99,2%	99,8%	<b>100,5%</b>	<b>101,0%</b>	<b>101,6%</b>	<b>102,1%</b>



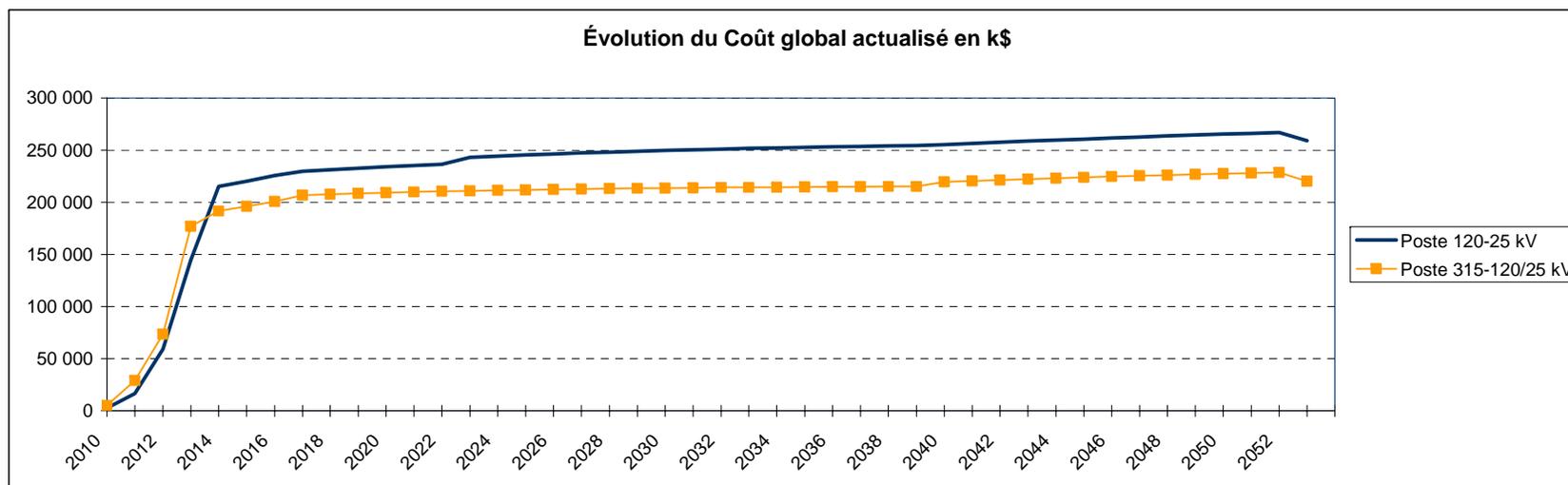
## **Annexe 3**

# **COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS ENVISAGÉES**



## Reconstruction du poste Bélanger à 315-120/25 kV

k\$ actualisés	Poste 120-25 kV	Poste 315-120/25 kV
Investissements (-)	238 714	216 948
Valeurs résiduelles (+)	8 599	9 042
Revenus (+)	0	0
Charge d'exploitation (-)	15 308	0
Taxe sur le capital (-)	3	7
Taxe sur les services publics (-)	13 664	12 290
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-259 090</b>	<b>-220 202</b>
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>259 090</b>	<b>220 202</b>



Reconstruction du poste Bélanger	TOTAL	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
----------------------------------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------

Poste 120-25 kV	k\$ act.*	k\$ courants*							
<b>Investissements</b>	<b>238 714</b>	<b>2 722</b>	<b>14 609</b>	<b>47 837</b>	<b>100 826</b>	<b>86 946</b>	<b>4 688</b>	<b>5 080</b>	<b>3 648</b>
HQT	175 830	506	3 950	38 016	87 133	72 534	0	0	0
HQD	53 927	2 216	10 659	9 821	13 694	14 413	4 688	5 080	3 648
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>8 599</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
HQT	2 618	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>									
<b>Pertes électriques</b>	<b>15 308</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>426</b>	<b>473</b>	<b>959</b>	<b>978</b>
HQT	15 308	0	0	0	0	426	473	959	978
<b>Taxes</b>	<b>13 668</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>38</b>	<b>410</b>	<b>1 397</b>	<b>1 408</b>	<b>1 425</b>
HQT	10 605	1	0	0	0	298	1 156	1 128	1 100
HQD	3 062	3	0	12	38	112	241	280	325
<b>Dépenses totales</b>	<b>28 975</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>38</b>	<b>836</b>	<b>1 870</b>	<b>2 366</b>	<b>2 402</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-259 090</b>	<b>-2 725</b>	<b>-14 609</b>	<b>-47 849</b>	<b>-100 865</b>	<b>-87 782</b>	<b>-6 557</b>	<b>-7 446</b>	<b>-6 051</b>

\* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-259 090</b>	<b>-2 725</b>	<b>-13 824</b>	<b>-42 840</b>	<b>-85 447</b>	<b>-70 364</b>	<b>-4 974</b>	<b>-5 344</b>	<b>-4 109</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-2 725</b>	<b>-16 549</b>	<b>-59 389</b>	<b>-144 836</b>	<b>-215 200</b>	<b>-220 174</b>	<b>-225 518</b>	<b>-229 626</b>
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>259 090</b>								

Poste 315-120/25 kV	k\$ act.*	k\$ courants*							
<b>Investissements</b>	<b>216 948</b>	<b>5 319</b>	<b>25 306</b>	<b>49 387</b>	<b>122 119</b>	<b>17 694</b>	<b>4 688</b>	<b>5 144</b>	<b>7 864</b>
HQT	153 986	3 103	14 647	39 566	108 334	3 281	0	64	4 216
HQD	53 927	2 216	10 659	9 821	13 694	14 413	4 688	5 080	3 648
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>9 042</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
HQT	3 061	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>									
<b>Taxes</b>	<b>12 297</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>38</b>	<b>545</b>	<b>1 231</b>	<b>1 245</b>	<b>1 266</b>
HQT	9 227	4	0	0	0	424	990	965	941
HQD	3 070	3	0	12	38	121	241	280	325
<b>Dépenses totales</b>	<b>12 297</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>38</b>	<b>545</b>	<b>1 231</b>	<b>1 245</b>	<b>1 266</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-220 202</b>	<b>-5 326</b>	<b>-25 306</b>	<b>-49 399</b>	<b>-122 157</b>	<b>-18 239</b>	<b>-5 919</b>	<b>-6 390</b>	<b>-9 130</b>

\* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-220 202</b>	<b>-5 326</b>	<b>-23 945</b>	<b>-44 227</b>	<b>-103 485</b>	<b>-14 620</b>	<b>-4 489</b>	<b>-4 586</b>	<b>-6 200</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-5 326</b>	<b>-29 270</b>	<b>-73 498</b>	<b>-176 983</b>	<b>-191 603</b>	<b>-196 092</b>	<b>-200 678</b>	<b>-206 877</b>

Reconstruction du poste Bélanger	TOTAL	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
----------------------------------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Poste 120-25 kV										
	k\$ act.*									
<b>Investissements</b>	<b>238 714</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11 479</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
HQT	175 830	0	0	0	0	0	11 479	0	0	0
HQD	53 927	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>8 599</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
HQT	2 618	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>										
<b>Pertes électriques</b>	<b>15 308</b>	<b>997</b>	<b>1 017</b>	<b>1 038</b>	<b>1 058</b>	<b>1 079</b>	<b>1 101</b>	<b>1 123</b>	<b>1 146</b>	<b>1 168</b>
HQT	15 308	997	1 017	1 038	1 058	1 079	1 101	1 123	1 146	1 168
<b>Taxes</b>	<b>13 668</b>	<b>1 431</b>	<b>1 389</b>	<b>1 348</b>	<b>1 307</b>	<b>1 265</b>	<b>1 224</b>	<b>1 248</b>	<b>1 205</b>	<b>1 162</b>
HQT	10 605	1 072	1 043	1 015	987	959	931	968	938	908
HQD	3 062	359	346	333	320	306	293	280	267	254
<b>Dépenses totales</b>	<b>28 975</b>	<b>2 428</b>	<b>2 407</b>	<b>2 386</b>	<b>2 365</b>	<b>2 345</b>	<b>2 325</b>	<b>2 371</b>	<b>2 351</b>	<b>2 331</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-259 090</b>	<b>-2 428</b>	<b>-2 407</b>	<b>-2 386</b>	<b>-2 365</b>	<b>-2 345</b>	<b>-13 805</b>	<b>-2 371</b>	<b>-2 351</b>	<b>-2 331</b>

\* Total : k\$ actualisés  
Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-259 090</b>	<b>-1 560</b>	<b>-1 463</b>	<b>-1 372</b>	<b>-1 287</b>	<b>-1 208</b>	<b>-6 727</b>	<b>-1 093</b>	<b>-1 026</b>	<b>-962</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-231 186</b>	<b>-232 650</b>	<b>-234 022</b>	<b>-235 309</b>	<b>-236 517</b>	<b>-243 244</b>	<b>-244 338</b>	<b>-245 363</b>	<b>-246 326</b>
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>259 090</b>									

Poste 315-120/25 kV										
	k\$ act.*									
<b>Investissements</b>	<b>216 948</b>	<b>51</b>	<b>0</b>	<b>0</b>						
HQT	153 986	51	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	53 927	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>9 042</b>	<b>0</b>	<b>0</b>							
HQT	3 061	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>										
<b>Taxes</b>	<b>12 297</b>	<b>1 299</b>	<b>1 262</b>	<b>1 223</b>	<b>1 185</b>	<b>1 146</b>	<b>1 108</b>	<b>1 070</b>	<b>1 031</b>	<b>993</b>
HQT	9 227	940	916	890	865	840	815	790	764	739
HQD	3 070	359	346	333	320	306	293	280	267	254
<b>Dépenses totales</b>	<b>12 297</b>	<b>1 299</b>	<b>1 262</b>	<b>1 223</b>	<b>1 185</b>	<b>1 146</b>	<b>1 108</b>	<b>1 070</b>	<b>1 031</b>	<b>993</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-220 202</b>	<b>-1 350</b>	<b>-1 262</b>	<b>-1 223</b>	<b>-1 185</b>	<b>-1 146</b>	<b>-1 108</b>	<b>-1 070</b>	<b>-1 031</b>	<b>-993</b>

\* Total : k\$ actualisés  
Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-220 202</b>	<b>-868</b>	<b>-767</b>	<b>-704</b>	<b>-645</b>	<b>-590</b>	<b>-540</b>	<b>-493</b>	<b>-450</b>	<b>-410</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-207 745</b>	<b>-208 512</b>	<b>-209 215</b>	<b>-209 860</b>	<b>-210 451</b>	<b>-210 991</b>	<b>-211 484</b>	<b>-211 934</b>	<b>-212 344</b>

Reconstruction du poste Bélanger	TOTAL	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>Poste 120-25 kV</b>	k\$ act.*									
<b>Investissements</b>	<b>238 714</b>	<b>0</b>								
HQT	175 830	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	53 927	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>8 599</b>	<b>0</b>								
HQT	2 618	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>										
<b>Pertes électriques</b>	<b>15 308</b>	<b>1 192</b>	<b>1 216</b>	<b>1 240</b>	<b>1 265</b>	<b>1 290</b>	<b>1 316</b>	<b>1 342</b>	<b>1 369</b>	<b>1 396</b>
HQT	15 308	1 192	1 216	1 240	1 265	1 290	1 316	1 342	1 369	1 396
<b>Taxes</b>	<b>13 668</b>	<b>1 119</b>	<b>1 076</b>	<b>1 033</b>	<b>990</b>	<b>947</b>	<b>905</b>	<b>862</b>	<b>819</b>	<b>776</b>
HQT	10 605	879	849	819	789	760	730	700	670	641
HQD	3 062	241	227	214	201	188	175	162	148	135
<b>Dépenses totales</b>	<b>28 975</b>	<b>2 311</b>	<b>2 292</b>	<b>2 273</b>	<b>2 255</b>	<b>2 238</b>	<b>2 220</b>	<b>2 204</b>	<b>2 188</b>	<b>2 172</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-259 090</b>	<b>-2 311</b>	<b>-2 292</b>	<b>-2 273</b>	<b>-2 255</b>	<b>-2 238</b>	<b>-2 220</b>	<b>-2 204</b>	<b>-2 188</b>	<b>-2 172</b>

\* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-259 090</b>	<b>-903</b>	<b>-847</b>	<b>-795</b>	<b>-746</b>	<b>-701</b>	<b>-658</b>	<b>-618</b>	<b>-580</b>	<b>-545</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-247 228</b>	<b>-248 076</b>	<b>-248 871</b>	<b>-249 617</b>	<b>-250 318</b>	<b>-250 975</b>	<b>-251 593</b>	<b>-252 174</b>	<b>-252 719</b>
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>259 090</b>									

<b>Poste 315-120/25 kV</b>	k\$ act.*									
<b>Investissements</b>	<b>216 948</b>	<b>0</b>								
HQT	153 986	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	53 927	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>9 042</b>	<b>0</b>								
HQT	3 061	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>										
<b>Taxes</b>	<b>12 297</b>	<b>955</b>	<b>916</b>	<b>878</b>	<b>840</b>	<b>801</b>	<b>763</b>	<b>725</b>	<b>686</b>	<b>648</b>
HQT	9 227	714	689	664	638	613	588	563	538	513
HQD	3 070	241	227	214	201	188	175	162	148	135
<b>Dépenses totales</b>	<b>12 297</b>	<b>955</b>	<b>916</b>	<b>878</b>	<b>840</b>	<b>801</b>	<b>763</b>	<b>725</b>	<b>686</b>	<b>648</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-220 202</b>	<b>-955</b>	<b>-916</b>	<b>-878</b>	<b>-840</b>	<b>-801</b>	<b>-763</b>	<b>-725</b>	<b>-686</b>	<b>-648</b>

\* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-220 202</b>	<b>-373</b>	<b>-339</b>	<b>-307</b>	<b>-278</b>	<b>-251</b>	<b>-226</b>	<b>-203</b>	<b>-182</b>	<b>-163</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-212 717</b>	<b>-213 056</b>	<b>-213 363</b>	<b>-213 640</b>	<b>-213 891</b>	<b>-214 117</b>	<b>-214 321</b>	<b>-214 503</b>	<b>-214 665</b>

Reconstruction du poste Bélanger	TOTAL	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
----------------------------------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Poste 120-25 kV										
	k\$ act.*									
<b>Investissements</b>	<b>238 714</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 069</b>	<b>4 504</b>	<b>4 617</b>	<b>4 723</b>	<b>4 823</b>
HQT	175 830	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	53 927	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	1 069	4 504	4 617	4 723	4 823
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>8 599</b>	<b>0</b>								
HQT	2 618	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>										
<b>Pertes électriques</b>	<b>15 308</b>	<b>1 424</b>	<b>1 453</b>	<b>1 482</b>	<b>1 512</b>	<b>1 542</b>	<b>1 573</b>	<b>1 604</b>	<b>1 636</b>	<b>1 669</b>
HQT	15 308	1 424	1 453	1 482	1 512	1 542	1 573	1 604	1 636	1 669
<b>Taxes</b>	<b>13 668</b>	<b>733</b>	<b>690</b>	<b>647</b>	<b>604</b>	<b>561</b>	<b>518</b>	<b>480</b>	<b>446</b>	<b>420</b>
HQT	10 605	611	581	551	521	492	462	432	402	373
HQD	3 062	122	109	96	83	69	56	47	44	47
<b>Dépenses totales</b>	<b>28 975</b>	<b>2 157</b>	<b>2 143</b>	<b>2 129</b>	<b>2 116</b>	<b>2 103</b>	<b>2 091</b>	<b>2 084</b>	<b>2 083</b>	<b>2 089</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-259 090</b>	<b>-2 157</b>	<b>-2 143</b>	<b>-2 129</b>	<b>-2 116</b>	<b>-3 172</b>	<b>-6 595</b>	<b>-6 701</b>	<b>-6 805</b>	<b>-6 912</b>

\* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-259 090</b>	<b>-512</b>	<b>-482</b>	<b>-453</b>	<b>-426</b>	<b>-604</b>	<b>-1 188</b>	<b>-1 142</b>	<b>-1 098</b>	<b>-1 055</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-253 231</b>	<b>-253 713</b>	<b>-254 165</b>	<b>-254 591</b>	<b>-255 195</b>	<b>-256 383</b>	<b>-257 525</b>	<b>-258 622</b>	<b>-259 677</b>
<b>Coût global actualisé (CGA)</b>	<b>259 090</b>									

Poste 315-120/25 kV										
	k\$ act.*									
<b>Investissements</b>	<b>216 948</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23 413</b>	<b>4 504</b>	<b>4 617</b>	<b>4 723</b>	<b>4 823</b>
HQT	153 986	0	0	0	0	22 345	0	0	0	0
HQD	53 927	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD (réinvestissement)	8 957	0	0	0	0	1 069	4 504	4 617	4 723	4 823
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>9 042</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
HQT	3 061	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	5 981	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Revenus</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Dépenses :</b>										
<b>Taxes</b>	<b>12 297</b>	<b>609</b>	<b>571</b>	<b>533</b>	<b>494</b>	<b>456</b>	<b>545</b>	<b>507</b>	<b>475</b>	<b>450</b>
HQT	9 227	487	462	437	412	387	488	460	431	403
HQD	3 070	122	109	96	83	69	56	47	44	47
<b>Dépenses totales</b>	<b>12 297</b>	<b>609</b>	<b>571</b>	<b>533</b>	<b>494</b>	<b>456</b>	<b>545</b>	<b>507</b>	<b>475</b>	<b>450</b>
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-220 202</b>	<b>-609</b>	<b>-571</b>	<b>-533</b>	<b>-494</b>	<b>-23 869</b>	<b>-5 049</b>	<b>-5 124</b>	<b>-5 198</b>	<b>-5 274</b>

\* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

<b>Flux monétaire net actualisé</b>	<b>-220 202</b>	<b>-145</b>	<b>-128</b>	<b>-113</b>	<b>-99</b>	<b>-4 544</b>	<b>-909</b>	<b>-873</b>	<b>-838</b>	<b>-805</b>
<b>Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)</b>		<b>-214 810</b>	<b>-214 938</b>	<b>-215 051</b>	<b>-215 151</b>	<b>-219 695</b>	<b>-220 604</b>	<b>-221 478</b>	<b>-222 316</b>	<b>-223 121</b>

## Paramètres du projet

Paramètres	Normalisés	Transporteur					
Date des paramètres	06-août-10						
Taux des frais de garantie	0,50%						
Taux d'actualisation de long terme	5,685%						
		Structure de capital		Part	Coût de long terme		
		Dette		70,00%	4,870%		
		Avoir propre		30,00%	7,587%		
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de taxe sur le capital		0,120%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Taux de taxe sur les services publics		0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		7,439%	7,439%	7,439%	7,439%	7,439%	7,439%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%