

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-026

R-3750-2010

25 février 2011

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

*Demande du Transporteur et du Distributeur relative au
poste Bélanger*

1. DEMANDE

[1] Le 16 décembre 2010, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) (collectivement « les Demandeurs ») déposent auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande conjointe (la demande) en vertu des articles 31 (5) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) en vue d'obtenir l'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le cadre d'un projet conjoint relatif au nouveau poste Bélanger (le Projet).

[2] Le projet du Transporteur, au coût total de 189,5 M\$, vise la construction et l'acquisition des immeubles et des actifs requis pour le projet de reconstruction du poste Bélanger à 315-120/25 kV, d'une nouvelle ligne d'alimentation à 315 kV entre la ligne Duvernay-Charland (circuits 3017-3050) et le poste Bélanger ainsi que des modifications aux postes de Duvernay, de Montréal-Nord et du Bout-de-l'Île.

[3] Le projet du Distributeur, au coût total de 67,9 M\$, vise la construction et l'acquisition d'immeubles et d'actifs nécessaires à la préparation des composantes du réseau de distribution pour supporter une tension à 25 kV, à la conversion de 12 kV à 25 kV et au raccordement de charges au nouveau poste Bélanger.

[4] Les Demandeurs déposent sous pli séparé et confidentiel l'annexe 1 de la pièce B-0003, soit le « Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal 209-2024 » (le Plan) ainsi que l'annexe 1 de la pièce B-0004, soit le schéma unifilaire du poste Bélanger (les Documents). Une affirmation solennelle appuie la demande de traitement confidentiel des Documents.

[5] Les Demandeurs demandent à la Régie de reconnaître le caractère confidentiel des Documents et de rendre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi afin d'en interdire la divulgation, la publication ou la diffusion.

[6] Le 22 décembre 2011, la Régie informe les intéressés, par avis sur Internet, qu'elle compte procéder à l'étude de cette demande sur dossier. Elle fixe au 4 février 2011 à 12 h la date du dépôt des observations écrites et permet aux Demandeurs d'y répondre pour le 18 février 2011 à 12 h.

[7] Le 12 janvier 2011, la Régie reçoit confirmation des Demandeurs à l'effet que l'avis de la Régie a été publié sur leur site internet respectif.

[8] Le 2 février 2011, la Régie tient une séance de travail avec les Demandeurs qui déposent, le 4 février suivant, la pièce B-0011, sous pli confidentiel, soit une présentation du Plan et la pièce B-0013, soit une présentation intitulée « Traitements comptables et financiers ».

[9] La Régie n'a reçu aucune observation écrite relativement au sujet de la demande. Le dossier est pris en délibéré le 7 février 2011.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[10] Le Transporteur et le Distributeur présentent cette demande en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement).

[11] Le Règlement stipule que le Transporteur et le Distributeur doivent obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$ pour le Transporteur et à 10 M\$ pour le Distributeur. Le Règlement prescrit les renseignements qui doivent accompagner une telle demande.

3. ANALYSE

3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[12] La demande découle du Plan. Les solutions retenues visent la poursuite du développement de l'architecture à 315 kV, afin d'assurer la pérennité du réseau du Transporteur tout en répondant aux besoins de croissance à court et long termes de ce territoire urbain. Le Transporteur indique que cette architecture sera retenue chaque fois que les avantages techniques seront prépondérants, tout en tenant compte des enjeux économiques. La demande conjointe est le produit d'une planification intégrée et une première étape de la mise en place du Plan.

[13] Plusieurs postes satellites du territoire de l'île de Montréal, mis en service dans les années 1950 et 1960, alimentent la charge à une tension de 12 kV. En raison de leur vétusté, ces postes et équipements connexes devront faire l'objet d'investissements importants au cours des prochaines années, afin d'en assurer la pérennité.

[14] Les clients de l'île de Montréal sont alimentés à deux niveaux de tension différents, soit à 12 kV et à 25 kV. Les zones de charges à 12 kV et à 25 kV sont entremêlées sur l'ensemble du territoire, de sorte que certaines zones de charges sont entourées par des zones d'une autre tension que la leur. Cette situation rend difficile la relève entre les postes satellites du réseau de transport par le réseau du Distributeur.

[15] En plus des enjeux liés à la pérennité des installations et à la diversité de tension, plusieurs installations du Transporteur dépasseront leur capacité limite de transformation (CLT) à court et moyen termes, particulièrement dans l'est de l'île de Montréal (zone Est), où tel sera le cas pour près de la moitié des postes satellites. Le Transporteur explique que cette situation a été gérée efficacement par une multitude de transferts de charges effectués par le Distributeur. Toutefois, le réseau de transport est maintenant près d'atteindre sa capacité ultime de transformation.

[16] Le Transporteur présente les besoins au niveau des postes satellites alimentant la zone Est. Des dépassements de CLT sont prévus dans la période 2010 à 2024 et, pour plusieurs de ces postes, un fort volume d'équipements majeurs devra être remplacé d'ici 2024.

TABLEAU 1
BESOINS DE CROISSANCE ET DE PÉRENNITÉ DE LA ZONE EST – PÉRIODE 2010 À 2024

Postes satellites de la zone Est	Dépassement de CLT	Fort volume d'équipements majeurs à remplacer
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	

Source : Pièce B-0003, HQT-D-1, document 1, page 11, tableau 2.

[17] Selon le Transporteur, pour une zone de densité urbaine comparable à celle de l'île de Montréal, les avantages de l'implantation d'une architecture à 315 kV sont nettement supérieurs à ceux d'une architecture à 120 kV. Pour la zone Est, la capacité des lignes à 315 kV est environ six fois supérieure à celle des lignes à 120 kV, tout en générant moins de pertes électriques et en nécessitant moins d'équipements.

[18] De plus, la disponibilité des terrains pouvant accueillir des postes satellites sur l'île de Montréal se raréfie et les impacts sociaux du passage de nouvelles lignes de transport sont très grands. Le Transporteur est d'avis qu'il devient de plus en plus indispensable d'utiliser une technologie qui puisse réduire le nombre d'équipements de postes et de lignes, tout en ayant une grande capacité d'expansion, ce que favorise assurément l'architecture à 315-25 kV.

[19] De son côté, le Distributeur vise à convertir progressivement à 25 kV ses charges qui sont actuellement alimentées à 12 kV. D'une part, le réseau à 12 kV est limité en termes de courant admissible, ce qui implique un grand nombre d'équipements de distribution encombrant le réseau. D'autre part, le réseau souterrain à 12 kV est difficilement exploitable à cause du nombre élevé de manœuvres nécessaires pour isoler le câble principal en situation de panne.

[20] En plus de faciliter les transferts de charge et de simplifier les interventions de maintenance, cette conversion permettra de réduire les coûts récurrents engendrés par les pertes électriques sur le réseau du Distributeur, lesquelles sont évaluées à 7 M\$ annuellement, pour l'île de Montréal.

[21] Le Projet constitue une étape charnière du Plan, puisqu'il permet le démantèlement de deux lignes à 120 kV plutôt que leur reconstruction, l'une d'elles étant visée par le Projet. Les emprises ainsi libérées permettront la construction de nouvelles lignes à 315 kV afin d'alimenter le nouveau poste Bélanger ainsi que d'autres postes satellites qui feront l'objet de futures demandes à la Régie, le cas échéant.

[22] De plus, l'implantation de cette nouvelle ligne à 315 kV fera l'objet d'évaluation et d'autorisation en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET ET AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[23] Dans ce contexte, le Transporteur et le Distributeur ont conjointement analysé deux solutions, soit la construction d'un nouveau poste Bélanger à 120-25 kV et la construction d'un nouveau poste Bélanger à 315-120/25 kV.

[24] La première solution consiste à :

- la construction d'un nouveau poste Bélanger à 120-25 kV;
- la reconstruction d'une des lignes aériennes à 120 kV;
- le remplacement des équipements du réseau de distribution ne supportant pas la tension à 25 kV, la conversion des charges alimentées par le poste actuel de 12 kV à 25 kV et leur transfert sur les départs du nouveau poste.

[25] La deuxième solution a été retenue comme étant la plus avantageuse pour le Transporteur et le Distributeur.

[26] De manière plus spécifique, le Projet implique, pour le Transporteur :

- la reconstruction du poste Bélanger à 315-120/25 kV en 2013-2014;
- le démantèlement d'une portion d'environ quatre kilomètres d'une ligne à 120 kV existante (circuits 1219-1223) et la construction, dans l'emprise ainsi libérée, d'une nouvelle ligne d'alimentation à 315 kV de quatre kilomètres entre la ligne Duvernay-Charland (circuits 3017-3050) et le poste Bélanger, en 2013;
- des modifications aux postes de Duvernay, de Montréal-Nord et du Bout-de-l'Île pour permettre l'intégration du nouveau poste Bélanger en 2013;
- le Projet inclut aussi le démantèlement de la section à 12 kV et le retrait des transformateurs 120/12 kV du poste Bélanger en 2017.

[27] Du côté du Distributeur, le Projet implique :

- La préparation de l'ensemble des composantes de son réseau ainsi que les installations des clients desservis pour supporter une tension de 25 kV de 2011 à 2015;
- La conversion 221 MVA de charges pour les raccorder au nouveau poste Bélanger de 2014 à 2017.

[28] Le tableau suivant présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2010.

TABLEAU 2
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS

<i>(en M\$ actualisés en 2010)</i>	Scénario 1 Bélanger à 120-25 kV	Scénario 2 Bélanger à 315-120/25 kV
HQT		
Investissements	175,8	154,0
Valeurs résiduelles	-2,6	-3,1
Taxes	10,6	9,2
Pertes électriques	15,3	0,0
Coûts globaux actualisés HQT	199,1	160,1
HQD		
Investissements	53,9	53,9
Réinvestissements	9,0	9,0
Valeurs résiduelles	-6,0	-6,0
Taxes	3,1	3,1
Coûts globaux actualisés HQD	60,0	60,0
Total coûts globaux actualisés	259,1	220,1

Source : Pièce B-0003, HQTD-1, document 1, page 21, tableau 3.

3.3 JUSTIFICATION DU PROJET

[29] Le Transporteur indique que la vétusté des équipements du poste Bélanger à 120-12 kV constitue le principal élément déclencheur de son projet. L'approche qu'il utilise pour identifier les équipements devant faire l'objet d'interventions est basée sur l'application de la *Stratégie de gestion de la pérennité des actifs*.

[30] Le Transporteur souligne que le poste Bélanger a été mis en service en 1955. Les six transformateurs de puissance de ce poste sont âgés de 50 ans ou plus, alors que la durée de vie utile moyenne pour des équipements comparables est d'environ 40 ans. La

majorité des disjoncteurs atteindra l'âge de 50 ans d'ici 2019, alors que la durée de vie utile est d'environ 30 ans. De plus, la vétusté des équipements du poste Bélanger est mise en évidence par le niveau de bruit émis par ceux-ci, qui dépasse effectivement les normes en vigueur.

[31] Par ailleurs, plusieurs des caractéristiques du poste Bélanger ne satisfont plus aux critères de conception actuels, tels que les distances d'approche dans la section à 12 kV. Ainsi, tout retrait d'équipement en vue d'effectuer des interventions de maintenance ou de réparation nécessite l'agrandissement des zones d'intervention et donc le retrait d'équipements supplémentaires adjacents, mais non ciblés par les interventions. De plus, la faible marge de capacité des postes de la zone d'étude conjuguée aux différents paliers de la moyenne tension de cette zone de charge limite conséquemment les possibilités de relève et réduit les fenêtres de temps favorables à ce type d'interventions.

[32] Le Transporteur mentionne que les besoins en croissance constituent également un enjeu important. La CLT du poste Bélanger, qui est d'environ 234 MVA, est en situation de dépassement depuis plusieurs années. De plus, le réseau de transport alimentant ce poste est maintenant près d'atteindre la limite de sa capacité.

[33] Les prévisions de croissance de la charge du Distributeur, pour la zone d'étude, démontrent que la marge de manœuvre dont disposait le Distributeur pour effectuer des transferts de charges sera complètement épuisée d'ici 2024. Selon le Transporteur, un ajout de capacité est donc désormais essentiel au poste Bélanger.

[34] De plus, le Transporteur rappelle que la majorité des postes satellites de la zone d'étude qui seront en dépassement de capacité à court ou moyen termes alimentent leur clientèle à une tension de 25 kV.

[35] Le Transporteur est d'avis que l'architecture du nouveau poste Bélanger à 315-120/25 kV sera beaucoup mieux adaptée aux réalités urbaines actuelles et futures de l'île de Montréal, entre autres en matière de densité de charge et de contraintes d'espace. Le poste Bélanger est situé aujourd'hui en plein cœur de zones urbaines et est entouré de part et d'autre d'habitations. Le Transporteur souligne que le projet est favorablement accueilli par le milieu, car il permet l'élimination d'un grand nombre d'équipements mal intégrés dans le milieu et dont certains constituent une source de nuisance acoustique.

[36] Ainsi, à l'étape ultime, une seule ligne à 315 kV et quatre transformateurs à 315-25 kV seront requis pour alimenter la charge du poste Bélanger. À l'opposé, le poste Bélanger actuel compte six transformateurs et est alimenté par deux lignes à 120 kV.

[37] Le projet du Distributeur consiste à préparer l'ensemble des composantes de son réseau pour supporter une tension de 25 kV et à convertir 221 MVA de charges pour les raccorder au poste Bélanger.

[38] L'étape de préparation consiste à remplacer tous les équipements des réseaux aérien et souterrain ne supportant pas la tension de 25 kV. Lors de l'étape de conversion, le Distributeur modifiera la configuration des équipements des réseaux aérien et souterrain et raccordera les départs de lignes au nouveau poste. Lorsque requis, le Distributeur effectuera également le remplacement des équipements vétustes de son réseau de distribution.

3.4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[39] Le coût total du projet du Transporteur s'élève à 189,5 M\$ dont 123,7 M\$ s'inscrivent dans la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » et 65,8 M\$ dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle ». Le tableau suivant montre la répartition des coûts d'avant-projet et de projet par élément :

TABLEAU 3
COÛTS DES TRAVAUX D'AVANT-PROJET ET DE PROJET PAR ÉLÉMENT

(en milliers de dollars de réalisation)	Volet Lignes	Volet Postes						Télécommunications	Global
	Nouvelle ligne biterne 315 kV (croissance)	Poste Bélanger (*) (pérennité)	Poste Bélanger (croissance)	Poste Montréal-Nord	Poste Duvernay	Poste Bélanger démantèlement	Total Postes		
Avant-projet									
Études	484,0	1 371,8	343,6				1 715,4	30,8	2 230,3
Autres coûts	4,2	6,2	1,6				7,8		12,0
Frais financiers	21,1	211,1	14,2				225,3	0,6	247,0
Sous-total	509,3	1 589,1	359,4				1 948,6	31,4	2 489,3
Projet									
Ingénierie interne	701,0	1 947,2	648,6	15,0	71,7	333,6	3 016,1	16,8	3 734,0
Ingénierie externe	428,8	2 216,9	739,1			36,7	2 992,7	31,3	3 452,8
Client	2 157,1	5 530,3	1 658,3	33,3	62,2	348,4	7 632,5	81,7	9 871,2
Approvisionnement	7 924,1	42 763,0		3,3	97,3		42 863,6	105,4	50 893,1
Construction	7 937,8	40 030,6	8 293,1	9,7	84,9	2 700,4	51 118,7	82,4	59 139,0
Clé en main			18 484,3				18 484,3		18 484,3
Gérance interne	1 085,3	2 541,7	1 141,0	23,1	81,2	452,9	4 239,9	48,0	5 373,2
Gérance externe	330,9	649,0	216,1				865,1		1 196,0
Provision	1 970,7	9 082,6	4 842,1	5,8	45,3	394,2	14 370,0	42,9	16 383,6
Autres coûts	507,1	2 474,7	770,4	1,1	7,7	53,5	3 307,4		3 814,5
Frais financiers	1 283,2	10 529,7	2 798,1	2,1	26,8	63,8	13 420,5	8,0	14 711,7
Sous-total	24 326,1	117 765,7	39 591,1	93,4	477,1	4 383,5	162 310,8	416,6	187 053,5
TOTAL	24 835,4	119 354,8	39 950,6	93,4	477,1	4 383,5	164 259,4	448,0	189 542,8

Note (*) : incluant l'ajustement des protections 120 kV au poste Bout-de-l'Île

Source : Tableau 2, pièce B-0004, HQT-D-2, document 1, page 17

[40] Le coût total du projet du Distributeur s'élève à 67,9 M\$ est détaillé au tableau suivant :

TABLEAU 4
COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION

(en milliers de dollars)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Ingénierie	1 927	1 694	2 542	2 902	896	1 035	945		11 941
Travaux électriques									-
- aériens		5 756	3 417	6 453	6 431	449	693	633	23 832
- souterrains		1 705	2 529	2 552	4 872	2 593	2 780	2 539	19 570
Compensation financière		114	52		333				499
Sous-total	1 927	9 269	8 540	11 907	12 532	4 077	4 418	3 172	55 842
Contingence	289	1 390	1 281	1 786	1 880	611	663	476	8 376
Frais d'emprunt à capitaliser	84	575	529	758	826	290	321	264	3 647
Sous-total	373	1 965	1 810	2 544	2 706	901	984	740	12 023
TOTAL	2 300	11 234	10 350	14 451	15 238	4 978	5 402	3 912	67 865

Source : Tableau 6, pièce B-0005, HQT-D-3, document 1, page 17

[41] La Régie prend acte de l'affirmation des Demandeurs à l'effet que le coût total du Projet ne doit, en aucun cas, dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec, sans obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier et que, dans ce cas, ils s'engagent à en informer la Régie en temps opportun. La Régie note également l'engagement des Demandeurs à déployer tous les efforts afin de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

3.5 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

[42] La mise en service du projet du Transporteur s'étalera de novembre 2013 à décembre 2017. Chez le Distributeur, les travaux de préparation débuteront en 2011 pour s'achever en 2015, tandis que les travaux de conversion se dérouleront de 2014 à 2017.

[43] L'impact sur les revenus requis du Transporteur et du Distributeur tient compte des coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation.

3.5.1 IMPACT TARIFAIRE DU PROJET DU TRANSPORTEUR

[44] Le Transporteur mentionne que les investissements dans la catégorie « Maintien des actifs » permettent de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable.

[45] Les investissements de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » donnent lieu à une contribution estimée du Distributeur de l'ordre de 41,4 M\$ à la mise en service du projet du Transporteur.

[46] L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du projet prend en compte les coûts nets de la contribution estimée ainsi que les besoins de la charge locale qui augmenteront graduellement jusqu'à atteindre la capacité ajoutée par le projet, soit 41 MW en 2026.

[47] Le tableau 1 produit par le Transporteur à l'annexe 5 de la pièce B-0007 indique que l'impact annuel moyen du projet sur les revenus requis est de 11,22 M\$ sur une

période de 20 ans, soit un impact à la marge de 0,4 % sur les revenus requis de l'année 2010 approuvés par la Régie.

[48] Le tableau 3 de la même annexe indique un impact annuel moyen du projet sur les revenus requis de 8,15 M\$ sur une période de 40 ans, soit un impact à la marge de 0,3 % sur les revenus requis de l'année 2010 approuvés par la Régie.

[49] Le Transporteur est d'avis que les résultats pour la période de 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont davantage comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations de son projet.

3.5.2 IMPACT TARIFAIRE ET TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS POUR LE PROJET DU DISTRIBUTEUR

[50] Pour établir l'impact tarifaire de ses investissements, le Distributeur prend en considération les coûts du Projet, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics à l'entretien et l'exploitation ainsi qu'à la radiation d'actifs.

[51] Le Distributeur précise que ces coûts incluent notamment les coûts évités annuels attribuables à la réduction de pertes sur le réseau de distribution ainsi qu'une contribution à verser au Transporteur en 2015 totalisant 47,6 M\$, soit un montant de 41,4 M\$ pour l'investissement et un montant de 6,2 M\$ pour les charges d'exploitation et d'entretien.

[52] L'impact sur les revenus requis du Distributeur, présenté à la pièce B-0008, est évalué isolément. Une analyse réalisée sur une période de 30 ans permet d'évaluer l'impact maximal à 9,9 M\$ atteint en 2017. L'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus générés par la croissance de la clientèle.

3.6 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[53] Le Transporteur indique que le Projet devra obtenir, en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, un certificat d'autorisation délivré par le gouvernement du Québec et un autre certificat d'autorisation délivré par le ministère du Développement

durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP). Le Projet devra obtenir également divers certificats et avis de conformité des autorités municipales.

[54] Aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois dans le cadre du projet du Distributeur.

3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[55] En assurant le maintien des actifs du Transporteur et en répondant à la demande croissante de la charge, l'avènement du nouveau poste Bélanger aura un impact positif sur la fiabilité du réseau de transport et la continuité de service aux clients, le tout dans le respect des critères de conception du réseau de transport. L'augmentation de la fiabilité du réseau de transport aura également un impact positif sur la fiabilité du réseau de distribution.

[56] Pour le Transporteur, la construction d'une nouvelle source à 25 kV augmentera considérablement la fiabilité du réseau, en permettant le transfert des charges à 12 kV vers le nouveau poste Bélanger. Le projet permettra également le démantèlement d'un nombre important d'équipements vétustes, ce qui en facilitera l'exploitabilité et la maintenance. De plus, l'architecture du nouveau poste Bélanger offrira la possibilité d'alimenter la croissance de charge à long terme, en tenant compte que celle-ci se situe en plein cœur des zones urbaines.

[57] Pour le Distributeur, la conversion et l'uniformisation du réseau à 25 kV permettront, à terme, des transferts de charge entre le poste Bélanger et ses postes avoisinants, amenant une flexibilité dans les opérations du Distributeur.

4. OPINION DE LA RÉGIE

4.1 CONCLUSION

[58] À la suite de l'examen de la preuve présentée par les Demandeurs et exposée à la section 3 de la présente décision, la Régie considère que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec.

[59] L'analyse du Projet montre également que cet investissement est nécessaire afin d'assurer la pérennité des équipements du réseau du Transporteur et d'intégrer les besoins en croissance de la charge locale pour la zone Est de l'île de Montréal.

[60] L'analyse montre aussi que les travaux prévus par le Distributeur sont indispensables pour normaliser l'architecture du réseau à 25 kV et alimenter les clients à partir de ce nouveau poste.

[61] En conséquence, la Régie est d'avis que le Projet est d'intérêt public et qu'il y a lieu d'en autoriser la réalisation.

4.2 CONFIDENTIALITÉ DES DOCUMENTS

[62] Les Demandeurs ont déposé sous pli confidentiel le « Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal 2009-2024 », un document de présentation du Plan ainsi que le schéma unifilaire du poste Bélanger. Ces documents apparaissent respectivement aux annexes 1 des pièces B-0003 et B-0004 et à la pièce B-0011.

[63] Ils demandent à la Régie de rendre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi et d'interdire toute divulgation des documents et des renseignements contenus dans ces documents, puisque leur caractère confidentiel de même que l'intérêt public le requièrent. L'affirmation solennelle du chef, Planification des réseaux régionaux, chez Le Transporteur est déposée pour appuyer les motifs invoqués au soutien de cette demande de traitement confidentiel.

[64] La Régie accueille la demande d'ordonnance en vue du traitement confidentiel des annexes 1 des pièces B-0003 et B-0004 ainsi que de la pièce B-0011.

[65] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur et le Distributeur à réaliser le Projet;

DEMANDE au Transporteur et au Distributeur de présenter dans leur rapport annuel, conformément à l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 2 de la pièce B-0004 et du tableau 2 de la pièce B-0005;
- le suivi de l'échéancier du Projet;
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces suivantes et des renseignements qu'elles contiennent :

- l'annexe 1 de la pièce B-0003;
- l'annexe 1 de la pièce B-0004; et,
- la pièce B-0011.

Richard Lassonde

Régisseur

Représentants :

- Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay;
- Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité représentée par M^e Yves Fréchette.