

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-188

R-3779-2011

13 décembre 2011

PRÉSENT :

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

*Demande du Transporteur et du Distributeur relative au
poste Henri-Bourassa*

1. DEMANDE

[1] Le 17 novembre 2011, 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*¹ (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 Henri-Bourassa (le Projet).

[2] Le projet du Transporteur, au coût total de 103,0 M\$, vise la construction et l'acquisition des immeubles et des actifs requis pour le projet de construction du nouveau poste Henri-Bourassa à 315-25 kV, les travaux nécessaires à son raccordement au réseau de transport ainsi qu'au réseau de télécommunication. Le Projet prévoit aussi le démantèlement du poste Bourassa et des lignes afférentes.

[3] Le projet du Distributeur, au coût total de 33,3 M\$, vise la construction et l'acquisition d'immeubles et d'actifs nécessaires au raccordement du nouveau poste Henri-Bourassa au réseau de distribution, à la préparation de l'ensemble des composantes du réseau de distribution pour supporter une tension à 25kV ainsi que la conversion et le raccordement de charges au nouveau poste.

[4] Le Transporteur dépose, sous pli séparé et confidentiel, l'annexe 1 de la pièce B-0005, soit des schémas unifilaires d'une partie du réseau de transport afférente au Projet (le Document).

[5] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi afin d'interdire la divulgation, la publication ou la diffusion de l'annexe 1 de la pièce B-0005. Une affirmation solennelle appuie la demande de traitement confidentiel du Document.

[6] Le 23 novembre 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 7 décembre 2011 à

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

12 h la date du dépôt des observations écrites et permet aux Demandeurs d'y répondre pour le 21 décembre 2011 à 12 h.

[7] Le 24 novembre 2011, les Demandeurs confirment que l'avis de la Régie a été publié sur leur site internet respectif.

[8] Le 8 décembre 2011, aucun intéressé n'ayant soumis d'observations écrites, la Demande est prise en délibéré par la Régie.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[9] Les Demandeurs présentent cette demande en vertu des articles 31 (5°) et 73 de la Loi ainsi que des articles 1, 2 et 3 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement).

[10] Le Règlement prévoit que les Demandeurs 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 égal ou supérieur à 10 M\$, pour le Distributeur. Le Règlement prescrit les renseignements qui doivent accompagner une telle demande³.

3. ANALYSE

3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[11] La Demande visant l'autorisation du Projet découle du *Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal* (le Plan). Les solutions retenues visent la poursuite du

² (2001) 133 G.O. II, 6165.

³ Articles 2 et 3 du Règlement.

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.

[12] Produit de la planification intégrée, le Projet s'intègre à la nouvelle architecture de réseau mise en place sur l'île de Montréal. Il constitue la troisième étape de la mise en place du Plan après la reconstruction du poste Bélanger⁴ et l'ouverture du réseau de transport à 315 kV dans le corridor Québec-Montréal⁵.

[13] 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. Cette situation rend difficile la relève entre les postes satellites du réseau de transport par le réseau du Distributeur, plus particulièrement lors des interventions de maintenance et de réparation sur les équipements des postes satellites.

[14] Le poste actuel Bourassa est situé dans la zone Est de l'île de Montréal, au centre des postes du Bout-de-l'Île, de Montréal-Est et Langelier. Il a été construit en 1958. Les derniers travaux y ont été réalisés au début des années 1970.

[15] Ce poste a évolué au fil des années passant de deux à cinq transformateurs et 23 départs de lignes doubles. Les cinq transformateurs peuvent être exploités en parallèle au moyen d'une barre d'inductance, ce qui assure une exploitation sans interruption de service advenant une indisponibilité d'un des transformateurs.

[16] L'état de vétusté du poste Bourassa actuel est tel qu'il commanderait des investissements de plus de 40 M\$. Plusieurs travaux de réhabilitation, de remise à neuf et de remplacement devraient être effectués afin de prolonger la durée de vie utile de l'installation (disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs, systèmes de protection, etc.).

[17] L'ampleur des travaux de réhabilitation au poste Bourassa actuel, combinée à l'orientation du Plan, favorise la construction d'un nouveau poste à 315-25 kV en remplacement du poste actuel à 120-12 kV. Cette option permettrait d'optimiser les

⁴ Dossier R-3750-2010, Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Bélanger, décembre 2010.

⁵ Dossier R-3760-2011, Demande relative au projet d'ajouts et de modifications des équipements requis pour l'ouverture du réseau de transport à 315 kV sur le corridor Québec-Montréal, avril 2011.

équipements déjà présents sur le réseau et assurerait un meilleur contrôle des coûts, tout en étant conforme aux normes en vigueur.

[18] Le Projet tient compte des plus récentes prévisions de la charge du Distributeur telles que présentées au tableau 1.

TABLEAU 1
PRÉVISION DE LA ZONE EST – PÉRIODE 2011 À 2025

Installation	Historique 10-11 (MVA)		Prévisions 2011 (MVA)														
	CLT	Pte	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	25-26
Bélanger 12	234	238	215	216	218	149	94	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bélanger 25	275	0	0	0	0	71	127	203	232	253	254	254	255	256	256	257	257
Bourassa 12	180	120	125	129	136	142	113	76	42	0	0	0	0	0	0	0	0
Bourassa 25	192	0	0	0	0	0	31	64	102	164	165	166	166	167	168	168	169
Bout-de-l'Île 12	90	64	64	64	65	65	66	66	67	68	69	70	70	71	72	72	73
Bout-de-l'Île 25	131	119	121	22	123	124	125	126	127	129	131	132	134	135	136	137	137
Charland 12	90	50	49	49	50	50	50	51	51	51	52	53	53	54	54	55	55
Charland 25	389	326	337	339	339	340	341	345	343	344	346	348	350	352	353	354	354
Langelier 25	500	474	477	483	485	487	489	491	494	457	461	464	466	469	471	473	474
Montréal-Est 25	375	263	259	254	265	267	168	169	270	272	274	275	277	278	280	280	281
Montréal-Nord 12	188	166	183	183	184	184	185	185	186	187	188	189	190	191	191	192	192
Rosemont 12	108	92	93	93	93	93	94	85	85	86	86	87	88	89	89	90	90
Rosemont 25	186	177	180	184	184	184	184	185	185	186	186	187	188	189	189	190	190
Clients industriels		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

Note : Les données surlignées en rouge correspondent à des dépassements de charges.

Source : Pièce B-0004, HQT-D-1, document 1, page 11, tableau 2.

[19] La prévision de la charge pour la zone Est présente une croissance composée de moins de 1 % par année sur un horizon de quinze ans. Cependant, des dépassements de charges sont anticipés, notamment au poste Bout-de-l'Île à 120-25 kV. De plus, bien que le poste Montréal-Est présente une marge de transformation à long terme, ce poste n'est plus en mesure de satisfaire la croissance du secteur, autre que celle industrielle, vu la spécialisation des barres de ce poste.

[20] La solution à ces enjeux passerait par des transferts d'un poste à l'autre, mais l'absence d'une tension à 25 kV au poste Bourassa actuel rend cette option irréalisable.

[21] 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.

[22] De plus, les terrains pouvant accueillir des postes satellites sur l'île de Montréal se raréfient 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 réduisant 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.

[23] 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.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET ET AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[24] Les Demandeurs ont examiné deux solutions possibles pour répondre à la vétusté du poste Bourassa actuel et à la croissance prévue de la charge :

- solution 1 – construction d'un nouveau poste à 315-25 kV;
- solution 2 – construction d'un nouveau poste à 120-25 kV.

[25] Ces solutions impliquent les mêmes interventions pour le Distributeur car, dans les deux cas, ce dernier doit procéder à la conversion du niveau de tension à 12 kV vers celui à 25 kV.

[26] Le tableau suivant présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2011.

TABLEAU 2
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS (M\$ ACTUALISÉS 2011)

	Solution 1	Solution 2
	Nouveau poste à 315-25 kV	Nouveau poste à 120-25 kV
HQT		
- Investissements	78,4	75,7
- Valeurs résiduelles	(1,0)	(0,9)
- Taxes	4,8	4,7
- Pertes électriques	Référence	1,7
Coûts globaux actualisés (CGA) HQT	82,2	81,2
HQD		
- Investissements	25,9	25,9
- Réinvestissements	6,5	6,5
- Valeurs résiduelles	(3,5)	(3,5)
- Taxes	1,5	1,5
Coûts globaux actualisés (CGA) HQD	30,4	30,4
Total coûts globaux actualisés (CGA)	112,6	111,6

Source : Pièce B-0004, HQT-D-1, document 1, page 17, tableau 3.

[27] Les résultats de l'analyse économique réalisée par les Demandeurs démontrent que les coûts globaux actualisés de la première solution sont légèrement supérieurs d'environ 1 M\$ ou 0,9 %. Les Demandeurs préconisent néanmoins cette solution, soit la construction d'un nouveau poste à 315-25 kV, puisqu'elle permet d'assurer la fiabilité de l'alimentation des charges du réseau de transport et de distribution, dans le respect des critères de conception et des normes en vigueur. Les aspects techniques, environnementaux et économiques sont également considérés pour orienter le choix de la meilleure solution.

[28] La réhabilitation est rejetée en raison du coût très élevé, mais également de la non-conformité de la tenue des barres mécaniques et des distances d'approche. Quant à la construction d'un nouveau poste à 120-25 kV, cette alternative n'est pas jugée optimale considérant l'espace limité par le site actuel, les reconstructions des lignes à 120 kV à prévoir ainsi que l'absence de potentiel d'accroissement de la capacité de

transformation. En effet, un poste à 120-25 kV devrait être mis en service à 100 % de sa configuration.

[29] Les Demandeurs préconisent donc la construction d'un nouveau poste à 315-25 kV, ce qui s'avère la meilleure solution technico-économique. Pour le Transporteur, les travaux qu'exige le Projet consistent en :

- la construction du nouveau poste Henri-Bourassa à 315-25 kV;
- la modification des lignes 3017-3050 pour assurer l'intégration du nouveau poste Henri-Bourassa à 315-25 kV au réseau de transport;
- la modification des lignes à 120 kV pour alimenter temporairement le poste Bourassa à 120-12 kV, jusqu'à la conversion complète du niveau de tension à 12 kV vers celui à 25 kV, pour assurer l'alimentation des clients à 120 kV du poste de Montréal-Est à partir du poste du Bout-de-l'Île;
- le démantèlement de la ligne 1226 entre les postes du Bout-de-l'Île et Bourassa;
- le démantèlement de portions des lignes 1220-1222 et 1223-1224 du poste du Bout-de-l'Île jusqu'au poste Bourassa;
- le démantèlement des équipements à 120 kV liés aux lignes retirés du poste du Bout-de-l'Île;
- le démantèlement du poste Bourassa à 120-12 kV.

[30] La mise en service du nouveau poste Henri-Bourassa par le Transporteur est prévue pour le mois de décembre 2014. Les travaux de démantèlement du poste actuel sont prévus se terminer en septembre 2019.

[31] Pour le Distributeur, le Projet sera réalisé par zones distinctes et indépendantes d'alimentation de la charge. Les travaux par zones seront réalisés en deux étapes :

- L'étape de préparation à la tension de 25 kV consiste à remplacer tous les équipements des réseaux aérien et souterrain ne supportant pas la tension de 25 kV. Ces travaux débuteront en 2013 pour s'achever en 2015.
- L'étape de réalisation des travaux de conversion consiste à modifier la configuration des équipements des réseaux aérien et souterrain et à raccorder

les départs de lignes au nouveau poste. La configuration des équipements inclut notamment le changement des prises des transformateurs et des protections (par exemple les fusibles). Ces travaux se dérouleront de 2015 à 2017.

[32] Le Distributeur effectuera également, lorsque requis, le remplacement des équipements vétustes de son réseau de distribution, tels que les poteaux, les isolateurs, les transformateurs, etc.

3.3 JUSTIFICATION DU PROJET

[33] Le Transporteur indique que la vétusté des équipements du poste Bourassa 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 ».

[34] Le site actuel favorise aussi bien le Distributeur, qui peut réutiliser une partie des conduits souterrains, que le Transporteur, qui peut se raccorder aux circuits à 315 kV sans pour autant effectuer de travaux majeurs. De plus, l'utilisation du site actuel aux fins de la construction du nouveau poste évite l'acquisition d'un terrain.

[35] Le Transporteur mentionne que les besoins en croissance ont également été pris en compte dans son choix de solution. Le nouveau poste augmente la capacité limite de transit (CLT) de 180 MVA à 192 MVA. La charge actuelle de 120 MVA devrait atteindre 169 MVA d'ici 2025. Cette prévision de charges tient compte d'un transfert de charges pour soulager le poste Langelier de 20 MVA.

[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 nouveau poste Henri-Bourassa. À l'opposé, le poste Bourassa 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 140 MVA de charges pour les raccorder au nouveau poste Henri-Bourassa. De plus, pour des raisons d'architecture et d'exploitation du réseau, une charge supplémentaire de 6 MVA est convertie du poste Bout-de-l'Île à 12 kV vers le nouveau poste Henri-Bourassa à 25 kV.

[38] La conversion impliquera des travaux de démantèlement de câbles. Les départs de lignes à 12 kV du poste Bourassa sont constitués de deux câbles. La tension de 25 kV ne nécessitant qu'un seul câble, le démantèlement du deuxième câble existant est requis.

[39] Le projet du Distributeur nécessitera la conversion à 25 kV de dix clients à moyenne tension. Tous ces travaux auront un impact sur les clients des arrondissements de Montréal-Est, Anjou et Rivière-des-Prairies—Pointe-aux-Trembles.

3.4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[40] Le coût total du projet du Transporteur s'élève à 103,0 M\$ et s'inscrit dans la catégorie d'investissement « Maintien des actifs ». 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 K\$ DE RÉALISATION)

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport (lignes et postes)	Télécommunication	Total lignes, postes et télécomm.
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	830,8	1 746,3	2 577,1	88,4	2 665,5
Autres coûts	30,3	38,7	68,9		68,9
Frais financiers	49,4	106,2	155,5	3,2	158,7
Sous-total	910,4	1 891,2	2 801,6	91,6	2 893,2
Coûts du projet					
Ingénierie interne	394,4	3 404,8	3 799,2	86,8	3 886,0
Ingénierie externe	124,6	2 538,3	2 662,9	177,9	2 840,8
Client	429,2	3 964,0	4 393,2	470,3	4 863,5
Approvisionnement	1 748,9	27 951,7	29 700,6	230,4	29 931,0
Construction	3 060,6	27 418,7	30 479,3	241,6	30 720,9
Gérance interne	1 305,6	4 973,8	6 279,4	181,5	6 460,9
Gérance externe	84,0	842,9	926,9		926,9
Provision	1 076,7	7 622,8	8 699,5	140,3	8 839,9
Autres coûts	143,9	1 863,2	2 007,1		2 007,1
Frais financiers	798,1	8 650,3	9 448,4	138,8	9 587,2
Sous-total	9 166,1	89 230,5	98 396,5	1 667,7	100 064,3
TOTAL	10 076,5	91 121,6	101 198,1	1 759,3	102 957,4

Source : Pièce B-0005, HQT-D-2, document 1, page 11, tableau 2.

[41] Le coût total du projet du Distributeur s'élève à 33,3 M\$ et est détaillé au tableau suivant :

TABLEAU 4
COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION
(EN K\$ COURANTS)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Ingénierie	260	796	878	1 923	329	562		4 748
Travaux civils		-	-	478	487	-	-	965
Travaux électriques:								
- aériens			3 899	3 655	7 209	806	1 052	16 621
- souterrains			50	44	1 129	876	1 811	3 910
Compensation financière			114	256	977			1 347
Sous-total	260	796	4 941	6 356	10 131	2 244	2 863	27 591
Contingence	39	117	724	950	1 540	331	436	4 137
Frais d'emprunt à capitaliser	11	56	299	340	593	122	168	1 589
Total	310	969	5 964	7 646	12 264	2 697	3 467	33 317

Source : Pièce B-0006, HQTD-3, document 1, page 12, tableau 2.

[42] La Régie prend acte de l'affirmation des Demandeurs selon laquelle 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

3.5.1 IMPACT TARIFAIRE DU PROJET DU TRANSPORTEUR

[43] Afin de déterminer l'impact des mises en service du Projet sur ses revenus requis, le Transporteur prend en compte les coûts associés à l'amortissement, au financement et à la taxe sur les services publics.

[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] L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis du Transporteur est de 6,3 M\$ sur une période de 20 ans et de 5,1 M\$ sur une période de 40 ans, ce qui représente un faible impact à la marge de 0,2 % sur les mêmes périodes par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2011.

[46] Le Transporteur présente aussi l'impact de son projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en mentionnant que la dépense d'amortissement des autres actifs permettant d'amoinrir l'impact sur les revenus requis n'est pas prise en compte par rapport au projet du Transporteur. L'impact de son projet sur le tarif de transport suggère une augmentation du tarif à 72,60 \$/kW en moyenne sur une période de 20 ans et à 72,57 \$/kW en moyenne sur une période de 40 ans par rapport au tarif annuel de 72,45 \$/kW de l'année 2011 approuvé par la Régie.

[47] Une analyse de sensibilité est également présentée posant l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du projet du Transporteur et du coût du capital prospectif. Une telle hausse induirait un impact tarifaire comparable à celui précédemment mesuré.

[48] 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

[49] 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.

[50] Le Distributeur précise que ces coûts incluent les coûts évités annuels attribuables à la réduction de pertes sur le réseau de distribution et la radiation d'actifs associés au retrait de câbles souterrains.

[51] L'impact sur les revenus requis du Distributeur, présenté à la pièce B-0006, est évalué isolément. Une analyse réalisée sur une période de 30 ans permet d'évaluer l'impact maximal à 2,8 M\$ atteint en 2018. 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

[52] Le Transporteur indique que le Projet devra obtenir, en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*⁶, 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. Le Projet devra obtenir également divers certificats et avis de conformité des autorités municipales en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*⁷, ainsi qu'en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*⁸.

[53] 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

[54] En assurant le maintien des actifs du Transporteur et en répondant à la demande croissante de la charge, l'avènement du nouveau poste Henri-Bourassa 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.

⁶ L.R.Q., c. Q-2.

⁷ L.R.Q. c. Q-2, r.1.001, art. 2 (11).

⁸ *Ibid*, art. 8.

[55] Pour le Transporteur, la construction du nouveau poste à 315 kV améliore la fiabilité du réseau de transport en réduisant le nombre important d'équipements requis, tout en offrant beaucoup plus de capacité de transformation. Du coup, l'exploitabilité et la maintenance en seront facilitées, sans compter que le bâtiment de manœuvre sera intérieur.

[56] Par ailleurs, la nouvelle source à 25 kV offrira au Distributeur une plus grande flexibilité pour répartir les charges entre les postes environnants. De plus, la nouvelle source à 25 kV permettra au Distributeur de pallier plus aisément la panne d'une ligne. En effet, il sera dorénavant possible de transférer sur d'autres circuits des blocs de charges pour permettre une continuité de l'alimentation.

[57] L'ensemble du projet du Distributeur aura ainsi un impact positif sur la qualité de service de distribution.

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] Le Transporteur a déposé, sous pli confidentiel, des schémas unifilaires d'une partie du réseau de transport afférente au Projet. Ces documents apparaissent à l'annexe 1 de la pièce B-0005.

[63] Le Transporteur demande 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, du 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 de l'annexe 1 de la pièce B-0005.

[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-0005 et du tableau 2 de la pièce B-0006,
- 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 de l'annexe 1 de la pièce B-0005 et des renseignements qu'elle contient.

Jean-Paul Théorêt

Régisseur

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.