

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-083 Motifs	R-3757-2011	30 juin 2011
----------------------	-------------	--------------

PRÉSENT :

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Motifs de la décision D-2011-083

*Demande du Transporteur relative au projet de
raccordement des centrales du complexe de la Romaine au
réseau de transport*

Intervenants :

- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

1. DEMANDE

[1] Le 25 février 2011, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande basée sur les articles 31 (5°) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs dans le cadre de son projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport (le Projet).

[2] Le 16 juin 2011, la Régie a accueilli la demande du Transporteur et autorisé le Projet par sa décision finale D-2011-083 avec motifs à suivre.

[3] La Régie explicite ci-après ses motifs de décision.

2. CONTEXTE

[4] Le Projet répond à la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) afin d'intégrer au réseau de transport 1 550 MW de nouvelle production hydroélectrique en provenance du complexe de la Romaine.

[5] L'aménagement du complexe de la Romaine a fait l'objet de rapports favorables du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec (BAPE).

[6] Il est utile de citer la conclusion suivante du rapport 256 de février 2009 du BAPE sur le Projet d'aménagement d'un complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine :

« Au terme de son analyse, la commission d'enquête constate que le projet répond à trois des objectifs de la stratégie énergétique du Québec, qui sont de renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie, d'utiliser davantage l'énergie comme levier de développement économique et d'accorder une plus grande place aux communautés locales et aux nations autochtones dans le développement énergétique. Pour atteindre ces objectifs, la Stratégie prévoit, entre autres, une accélération du développement hydroélectrique pour accroître les exportations d'électricité dans le marché de court terme. »

[7] Le rapport 270 du BAPE d'août 2010 porte plus spécifiquement sur le projet du Transporteur, soit le Projet d'expansion du réseau de transport en Minganie – raccordement du complexe de la Romaine, où le BAPE conclut :

« À la suite de son analyse, la commission d'enquête estime que le projet d'expansion du réseau de transport en Minganie - raccordement du complexe de la Romaine est justifié et pourrait être autorisé avec certaines conditions visant à assurer sa réalisation dans une perspective de développement durable. »

[8] De plus, Hydro-Québec a été autorisée par décrets du gouvernement à procéder à l'implantation des centrales en question. Les deux principaux sont le décret 530-2009 du 6 mai 2009 *Concernant la délivrance d'un certificat d'autorisation à Hydro-Québec pour le projet d'aménagement du complexe hydroélectrique de la rivière Romaine sur le territoire de la municipalité régionale de comté de Minganie* et le décret 537-2009, aussi du 6 mai 2009, *Concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le complexe hydroélectrique de la Romaine, les routes d'accès ainsi que les infrastructures et les équipements connexes.*

[9] La Régie cite ces documents publics pour indiquer qu'il y a eu, en amont de la décision qu'elle a rendue dans le présent dossier, des décisions gouvernementales dont elle doit tenir compte et qui font partie du vaste concept d'intérêt public prévu à l'article 5 de la Loi :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs [...]. »

[10] L'Office national de l'énergie (ONE) aux motifs de sa décision EH-1-2000, l'affaire *Sumas Energy 2, Inc.*, a fait une analyse exhaustive et intéressante du concept d'intérêt public ou d'utilité publique. Les extraits suivants sont particulièrement pertinents :

« [...]

D'une façon générale, la jurisprudence et divers traités juridiques ont considéré l'« utilité publique » comme synonyme d'« intérêt public » [note

de bas de page omise]. *L'Office est d'accord avec les déclarations suivantes sur la question de l'intérêt public, que la Commission de l'énergie de l'Ontario a formulées dans une décision rendue en 1985 :*

[TRADUCTION] De toute évidence, il n'existe pas de critère immuable de détermination de l'intérêt public qui vaille pour tous les cas. Tout comme les notions de « juste et raisonnable » et d'« utilité publique », les critères relatifs à l'intérêt public dans une situation donnée sont compris, plutôt que définis, et il se pourrait, en fait, qu'il ne soit d'aucune utilité de tenter de les définir avec précision. Il convient plutôt de laisser à ceux qui doivent parvenir à une conclusion le soin de trouver un équilibre entre les « gains et pertes », avantages et inconvénients, qui sont considérés comme pertinents au moment en question.

L'intérêt public est un concept dynamique qui varie d'une situation à l'autre, ne serait-ce que parce que la valeur attribuée aux intérêts antagonistes en jeu change. Il s'ensuit que les critères suivant lesquels l'intérêt public est servi peuvent aussi changer au gré des circonstances.

L'arrêt de la Cour suprême du Canada dans l'affaire Memorial Gardens Assn. (Can.) Ltd. v. Colwood Cemetery Co. est un des principaux cas de jurisprudence cité à propos de la signification des termes « utilité publique ». Dans cette cause, le juge Abbot a fait la remarque suivante :

[TRADUCTION] À mon sens, il ne serait ni pratique ni souhaitable d'essayer de donner une définition précise, d'application générale, de ce qui constitue l'utilité publique. Comme la jurisprudence américaine l'a souvent fait remarquer, le sens de cette notion dans un cas particulier devrait être défini par référence au contexte, ainsi qu'au but et à l'objet du texte législatif qui en fait mention.

[...]

En octobre 1997, la Commission d'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable, citant l'arrêt Memorial Gardens dans une de ses décisions, a formulé la conclusion suivante :

Ainsi, on a statué que le critère de l'utilité publique présente et future est principalement une question d'opinion ayant un fondement factuel approprié, qui relève exclusivement du pouvoir discrétionnaire de l'organisme de réglementation. »

[nous soulignons]

[11] Au Québec, en vertu des dispositions de l'article 2 de la Loi, les lignes et équipements du Transporteur font partie du réseau de transport d'électricité. Dans certaines autres juridictions, ces équipements, notamment les lignes autrement désignées comme des *generator leads*, seraient considérés comme faisant partie des équipements du producteur d'électricité.

[12] Il s'ensuit que les centrales du complexe de la Romaine et les lignes et équipements du Projet sont inextricablement reliés. Ainsi, lorsque le gouvernement a autorisé Hydro-Québec à construire les centrales du complexe de la Romaine, il faut conclure qu'il a implicitement et indirectement décrété que leur raccordement au réseau de transport du Transporteur était inévitable.

[13] Dans ce contexte, il est manifeste que le raccordement au réseau de transport d'électricité des centrales du complexe de la Romaine est d'intérêt public.

[14] Ce que la Régie doit décider porte sur les aspects économiques et techniques du Projet.

[15] La Régie doit notamment s'assurer que le coût du Projet de 1,8 G\$ soit (i) réparti entre le Producteur et le Transporteur conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions) et (ii) que les engagements contractés par le Producteur afin de couvrir les frais d'intégration assumés par le Transporteur le soient également.

3.....ANALYSE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE.....

[16] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de transport.

[17] Le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement).

[18] L'analyse de la Régie porte sur l'examen des informations requises par l'article 2 du Règlement :

- les objectifs visés par le Projet;
- la description du Projet;
- la justification du Projet en relation avec les objectifs visés;
- les coûts associés au Projet;
- l'étude de faisabilité économique du Projet;
- la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité;
- le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

3.1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[19] Le Projet répond à la demande du Producteur afin de raccorder au réseau de transport 1 550 MW de nouvelle production hydroélectrique en provenance du complexe de la Romaine. Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » du Transporteur.

[20] L'objectif du Transporteur est de satisfaire à la demande de son client en respectant différentes contraintes, dont les suivantes : la solution de raccordement retenue doit être réalisable aux plans technique et économique, répondre aux critères de conception du réseau de transport et présenter un impact environnemental acceptable pour la société, le tout dans le respect de la mission du Transporteur. Le raccordement doit aussi prendre en compte le développement futur du réseau dans la région où se situe la

Minganie, soit l'axe nord-est du Québec, où la réalisation de plusieurs projets de production hydraulique est prévue.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET

[21] Le Projet vise plus particulièrement à raccorder au réseau de transport les quatre centrales hydroélectriques du complexe de la Romaine d'une puissance respective de 270 MW (de la Romaine-1), 640 MW (de la Romaine-2), 395 MW (de la Romaine-3) et 245 MW (de la Romaine-4). Les mises en service de ces centrales s'échelonnent de 2014 à 2020.

[22] Le Projet est présenté en trois parties, soit les interventions sur le réseau local, celles sur le réseau principal du Transporteur et celles sur le réseau de télécommunications. Il implique la réalisation de travaux de modifications et d'ajouts requis localement pour raccorder les nouvelles centrales au réseau principal, l'ajout à ce réseau du nouveau poste Outardes, l'ajout d'équipements et la modification des protections et des automatismes dans des postes existants et, finalement, l'ajout d'installations de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau de transport modifié.

3.2.1 RACCORDEMENT AU RÉSEAU LOCAL

[23] Le Transporteur mentionne que des nouvelles lignes de transport relieront les postes de départ des centrales aux postes existants Arnaud et Montagnais. Le niveau de tension des infrastructures pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine est établi à 735 kV, avec un mode d'exploitation initial à 315 kV, jusqu'à l'ajout de nouvelle production. Ainsi, le réseau de transport projeté du complexe de la Romaine pourra ultérieurement être exploité à 735 kV, augmentant ainsi la capacité de transit.

[24] Le mode d'intégration retenu est le suivant : acheminer la puissance des centrales de la Romaine-1 et de la Romaine-2 vers la section à 315 kV du poste Arnaud actuel et celle des centrales de la Romaine-3 et de la Romaine-4 vers la section à 315 kV du poste Montagnais actuel, ces deux postes étant situés sur la Côte-Nord.

[25] Pour des raisons de fiabilité et afin de respecter le critère de la réserve tournante de 10 minutes limitée à 1 000 MW, une puissance de plus de 1 000 MW ne peut être tributaire d'un seul élément, par exemple, une seule ligne, un seul transformateur, etc. Conséquemment, le raccordement des centrales de la Romaine sur deux axes indépendants s'impose.

3.2.2 AJOUTS AU RÉSEAU PRINCIPAL

[26] Le Transporteur souligne d'abord que la solution qu'il a retenue afin de raccorder le complexe de la Romaine au réseau de transport principal répond de façon optimale à la demande de raccordement du Producteur et qu'il s'agit d'une solution qui s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec.

[27] Les travaux requis sur le réseau de transport principal sont essentiellement les suivants :

- l'ajout de nouvelles plates-formes de compensation série à des endroits spécifiques du réseau;
- la mise à niveau de plates-formes de compensation série existantes;
- l'ajout de batteries de condensateurs shunts;
- l'ajout d'inductances shunt;

- les modifications de protections et automatismes;
- l'implantation d'un poste de sectionnement à 735 kV.

[28] Ces travaux visent à assurer la stabilité de l'ensemble du réseau interconnecté et permettre de bien distribuer les équipements de compensation de puissance réactive requise à la pointe pour exploiter efficacement le réseau de transport principal.

3.2.3 AJOUTS AU RÉSEAU DE TÉLÉCOMMUNICATIONS

[29] Tant au niveau du réseau local qu'au niveau du réseau principal, de nouvelles liaisons de télécommunications doivent être mises en place afin de transporter les signaux requis pour l'exploitation du réseau de transport. Afin d'étendre le réseau de transport de télécommunications au complexe de la Romaine, des liaisons optiques établies dans des câbles de garde avec fibres optiques (CGFO) seront déployées sur l'ensemble des nouvelles lignes de transport qui seront construites pour le raccordement du complexe de la Romaine. Au total, environ 500 km de nouveaux CGFO seront déployés.

[30] Les travaux requis au réseau de télécommunications pour l'intégration du nouveau poste Outardes consistent en la mise en place d'une liaison optique, établie dans un CGFO qui sera déployé sur le nouveau tronçon de ligne construit entre les postes Micoua et Outardes. Pour compléter la mise en place des nouvelles liaisons optiques, le Projet implique l'installation de plusieurs équipements, tels que les appareillages optoélectroniques, les multiplexeurs, les appareillages de synchronisation, les systèmes de télésurveillance, les systèmes d'alimentation primaires ainsi que les équipements accessoires.

3.2.4 SOLUTIONS ENVISAGÉES

[31] Le Transporteur explique dans sa demande qu'il n'a pas envisagé d'alternative pour le raccordement au réseau local parce que, selon lui, aucune alternative valable n'existe.

[32] Pour ce qui est des travaux requis au réseau principal, le Transporteur présente les solutions suivantes et la comparaison économique justifiant son choix :

- solution 1 : utilisation de la technologie de la compensation série;
- solution 2 : utilisation d'une nouvelle ligne terrestre;
- solution 3 : utilisation de câbles sous-marins.

[33] Le Transporteur conclut de son analyse économique que la solution retenue, soit l'utilisation de la technologie de la compensation série, est nettement plus intéressante que les deux solutions alternatives envisagées, puisque son coût de 396 M\$ est nettement inférieur au coût de 950 M\$ de la solution 2 ainsi qu'à la fourchette de coûts variant entre 2 505 M\$ et 3 835 M\$ pour la solution 3.

[34] Par ailleurs, le Transporteur informe la Régie que des études portant sur la construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau nord-est à la boucle montréalaise sont actuellement en cours. Les conclusions de ces études sont attendues pour la fin de 2012. Si cette option s'avérait viable, tant sur les plans techniques qu'économiques, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal. Si tel est le cas, le Transporteur en informera la Régie.

3.3 JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS

[35] Comme mentionné plus haut, la construction du complexe de la Romaine et des lignes et équipement du Projet sont inextricablement reliés.

[36] Le Transporteur souligne que le Projet sous étude a été optimisé de façon à assurer que les installations et les équipements projetés soient la meilleure solution au point de vue économique pour satisfaire les objectifs visés.

[37] Le Projet s'inscrit dans la mission de base du Transporteur et permet de raccorder les nouvelles centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport en offrant à son client un service de transport qui répond à ses besoins, tout en respectant les critères de conception du réseau de transport.

[38] De plus, le Projet s'inscrit dans le cadre de la Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec.

3.4 COÛTS DU PROJET

[39] Les coûts totaux pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine s'élèvent à 1 842,1 M\$, dont un montant de 11,9 M\$ pris à même le budget des investissements annuels 2010 pour les projets de moins de 25 M\$ pour le raccordement du chantier. Le coût du Projet sous étude est donc de 1 830,2 M\$.

[40] Ce coût comprend un montant de 104 M\$ pour des travaux réalisés par le Producteur et remboursés par le Transporteur, tels que l'aménagement d'une partie des sites et la construction d'ouvrages civils et mécaniques particuliers. Le coût total des divers travaux associés au Projet et directement encouru par le Transporteur s'élève à 1 726,2 M\$. Le tableau suivant montre la répartition des coûts d'avant-projet et de projet par élément :

TABLEAU 1
COÛTS DES TRAVAUX D'AVANT-PROJET ET DE PROJET PAR ÉLÉMENT
(EN M\$)

<i>(en milliers de dollars de réalisation)</i>	Lignes	Postes	Total transport	Télécommu- nications	Sous-total	Coûts remboursés au Producteur	Global
Avant-projet							
Études	11 383,3	5 222,1	16 605,4	2 640,2	19 245,6	-	19 245,6
Autres coûts	82,4	108,4	190,8	-	190,8	-	190,8
Frais financiers	2 684,7	548,7	3 233,4	85,7	3 319,1	-	3 319,1
Sous-total	14 150,4	5 879,2	20 029,6	2 725,9	22 755,5	-	22 755,5
Projet							
Ingénierie interne	17 583,9	23 921,3	41 505,2	2 393,0	43 898,2	1 760,0	45 658,2
Ingénierie externe	15 476,7	37 158,6	52 635,3	5 005,0	57 640,3	4 470,0	62 110,3
Client	15 083,8	43 601,2	58 685,0	6 117,8	64 802,8	-	64 802,8
Approvisionnement	231 675,0	185 718,6	417 393,6	12 971,4	430 365,0	-	430 365,0
Construction	388 024,7	217 519,0	605 543,7	9 125,0	614 668,7	49 700,0	664 368,7
Clé en main	-	33 643,3	33 643,3	21 057,3	54 700,6	-	54 700,6
Gérance interne	40 036,1	35 588,1	75 624,2	4 122,7	79 746,9	10 770,0	90 516,9
Gérance externe	15 091,3	6 500,0	21 591,3	-	21 591,3	-	21 591,3
Provision	71 678,1	71 649,1	143 327,2	4 474,6	147 801,8	10 000,0	157 801,8
Autres coûts	15 988,9	17 097,4	33 086,3	-	33 086,3	9 600,0	42 686,3
Frais financiers	88 343,2	60 905,5	149 248,7	5 913,2	155 161,9	17 700,0	172 861,9
Sous-total	898 981,7	733 302,1	1 632 283,8	71 180,0	1 703 463,8	104 000,0	1 807 463,8
TOTAL	913 132,1	739 181,3	1 652 313,4	73 905,9	1 726 219,3	104 000,0	1 830 219,3

Source : Tableau établi à partir des pièces B-0004, page 41 et B-0015, page 22.

[41] Le coût du raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau principal s'élève à 1 330 M\$, alors que celui des travaux requis sur le réseau principal s'établit à 396 M\$.

3.5 ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PROJET, IMPACT SUR LES TARIFS ET ANALYSE DE SENSIBILITÉ

[42] Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » du Transporteur.

[43] Selon les dispositions des Tarifs et conditions en vigueur à la date de la signature de l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec entre Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Production (l'Entente de raccordement), le montant maximal des frais d'intégration pouvant être assumés par le Transporteur est de 923,8 M\$. Le montant de l'excédent à assumer par le Producteur représente une part importante du coût du Projet, soit 918,3 M\$.

[44] Selon l'appendice J des Tarifs et conditions, ces montants doivent être majorés afin de tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des taxes applicables. Ainsi, les montants maximaux assumés par le Transporteur s'élèvent à 1 097,9 M\$ et la contribution estimée du Producteur s'établit à 1 091,4 M\$. Le tableau suivant présente les coûts estimés pour assurer le raccordement des centrales du complexe de la Romaine.

Tableau 2

	Coût des ajouts au réseau	Frais d'entretien et d'exploitation et taxes	Total
Frais estimés totaux pour le projet	1 842,1 M\$	347,2 M\$	2 189,3 M\$
Montants assumés par Transporteur (frais d'intégration et engagement du Producteur sous 12A.2i)	923,8 M\$	174,1 M\$	1 097,9 M\$
Montant additionnel (contribution du Producteur)	918,3 M\$	173,1 M\$	1 091,4 M\$

[45] Afin de déterminer l'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet, le Transporteur, sur la base des coûts du Projet nets de la contribution estimée du Producteur, prend en compte les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des besoins de transport qui atteindront 1 550 MW en 2020.

[46] Les questions relatives à la faisabilité économique du Projet et à l'impact tarifaire ont été sujettes à controverse entre les participants au présent dossier, notamment en ce qui a trait au sens à donner à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions et la conformité des engagements contractuels du Producteur censés couvrir les montants assumés par le Transporteur.

[47] NLH demande à la Régie de rejeter la demande d'autorisation du Projet, entre autres, parce que la demande serait incomplète vu l'absence d'une convention de service spécifique au Projet (« *the absence of a specific transmission service agreement* »).

[48] S.É./AQLPA demande à la Régie de rejeter ou de suspendre l'autorisation du Projet pour des motifs semblables reliés à la défectuosité de l'Entente de raccordement qui contreviendrait à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions, qui requerrait que la « *promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soient pour des nouvelles ventes.* » et que les conventions de service entre le Transporteur et le Producteur déjà existantes ne pourraient suffire à neutraliser une partie du coût de raccordement des centrales du Projet.

3.5.1 OBSERVATIONS DE NLH

[49] La Régie reproduit ci-dessous les arguments de NLH sur la question de l'absence d'une convention de service spécifique au Projet :

« Application of Section 12A.2

The principle issue in the authorization request presented by HQT is the lack of a specific transmission service agreement. The delivery of production from the Romaine facility will necessitate that either Point-to-Point transmission service or Native-Load transmission service be used for this function. The magnitude of each transmission service type will be dependent upon the capacity that is designated at the Romaine plant for Native load use. In effect, article 26 of the Connection Agreement executed between HQ and HQT and filed as “Annexe 1” [note de bas de page omise] does not include the required reference to a specific and executed transmission service agreement. At the face of the document it appears that the production from the La Romaine complex will be sunk in Québec. No sales to the load exist and no Point-to-Point service appears in the evidence as required by Section 12A of the OATT. As a result it appears that the facility has been designated as a resource to serve Native Load and that firm Point to Point transmission service will not be required for export purposes.

The rule of 12A

The principle underpinning article 12A is that a market participant is required to purchase transmission service in order to provide additional revenues to HQT to offset the additional costs created by the connection project.

In the decisions D-2006-66 and D-2007-08 the Régie established the rules for the connection of a new generating plant:

In D-2006-66 the Régie declared:

“L’objectif de l’article 12A.2 est d’assurer que tout nouveau raccordement de centrale génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés [note de bas de page omise].”

In D-2007-08 the Régie brings a further precision as it adopts modifications to the text of Section 12A:

“La Régie se prononce ci-après sur les modifications proposées par le Transporteur, à la lumière de la décision D-2006-66 où elle mentionnait :

« L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Cet objectif est assuré par la neutralité tarifaire dont les modalités s'adaptent aux circonstances particulières de chaque projet ».(...)

*Selon la Régie, l'utilisation de plusieurs conventions est acceptable s'il est démontré que **chacune de ces conventions amène des revenus additionnels** au Transporteur et que l'ensemble des revenus additionnels permet de couvrir les coûts additionnels associés au projet.*

Par ailleurs, la Régie maintient le concept de signature d'une convention. En conséquence, elle retient en lieu du texte proposé, le texte suivant :

*« Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme de long terme ». » [note de bas de page omise] (*We underlined*).*

Two elements must be present for the test of 12A to be met: (1) a transmission service agreement must be executed [note de bas de page omise]; (2) additional revenues must stem from the transmission service agreement(s).

The Absence of a Transmission Service Agreement

HQT proposes to the Régie that HQ has acquired the necessary transmission service even if the connection agreement executed by HQ does not state this fact. Section 26 of the connection agreement filed in this case only states that HQ elects to proceed in application of sub section 12A.2(i):

*"Conformément au paragraphe 6.1e), le **Producteur** se prévaut de l'engagement prévu au paragraphe i) de l'article 12A.2 des Tarifs et Conditions"*

This does not meet the requirement of the OATT, where it is stated explicitly that the mere execution of a Connection Agreement does not constitute a reservation for transmission service [note de bas de page omise].

As stated earlier, either Point to Point or Native Load transmission service is required for connecting the facility. In the case of Point to Point service HQ did not provide a Transmission Service Agreement in support of the allegation that it has effectively purchased point to point service as required under Section 12A.2 (i). The only element of evidence on file is a statement made by HQT to the effect that existing Transmission Service Agreements on the paths HQT-ON, HQT-MASS and HQT-NE, as per Section 13.7 of the OATT, are the service agreements that will be used by HQ [note de bas de page omise].

There is nothing on file stemming from HQ, only a statement made after the fact by HQT; whereby HQT indicates that Transmission Service Agreements exist and that the revenues from these existing transactions cover the costs of the integration of the new power plants of the complex of La Romaine [note de bas de page omise].

The Use of Existing Transmission Service Agreements

HQT declares that HQ will use existing transmission agreements due to the lack of information at article 26 of the Connection Agreement as to where the electricity produced at La Romaine will ultimately be delivered (point of delivery "POD"). HQ did not declare if the existing agreements to be used are Point to Point or Native Load service arrangements.

This creates a certain difficulty. In effect, at the time where these existing transmission service agreements were requested by HQ the point of receipt (POR) that was not specifically identified but described as the HQ system, the La Romaine complex was not part of the HQ system.

In effect, looking at the impact studies carried out by HQT as posted on OASIS we see that the most recent filing by HQ for the La Romaine complex dates of May 2006. Therefore, the final impact study was queued after the request made for the export paths to New York and New England dated January 2006 [note de bas de page omise].

In relation to the use of the existing Point to Point service agreements for export purposes, the POR for the transmission requests to NY and NE are not the same now as they were when the transmission service was granted in 2006, under Section 13.7 of the OATT. HQT is stating that HQ is in effect modifying the POR associated with those service agreements, by claiming that HQ will use those

existing transmission service agreements. In other words, HQT is stating that HQ has requested a modification to the existing transmission service.

The OATT allows for modifications to transmission service agreements at Section 22.2 for firm service:

“Any request by a Transmission Customer to modify Points of Receipt or Delivery on a firm basis shall be treated as a new service request in accordance with Section 17 herein (...)”

Therefore, it is possible to modify an existing transmission service agreement, but such a modification must be treated as a new request and this may trigger the possibility of having to carry out an impact study (Sections 15.2 and 17.5 OATT).

In the Attachment C, describing the methodology for assessing the available transmission capability, we find that the Transmission Provider establishes the Available Transmission Capability (ATC) by taking into account the transmission service for the native load, the existing contracts under which Transmission Service is provided; and the existing accepted or queued valid Applications for Transmission Service.

Considering this methodology we see that in the context of a modification to an existing Transmission Service, HQT must make an assessment in application of Sections 17 and 19 to determine if an impact study is required. To do so it has to establish the ATC on the requested path(s) taking into account that an additional 1,550MW coming from the La Romaine complex is to transit on the existing transmission reservations onto ON, MASS and NE.

System studies have to first be conducted to prove that the energy from Romaine can be ‘collected’ at the HQT hub before being exported. The fact that system upgrades are required to remove congestion at or around the HQT point indicates that the existing Transmission Service Agreements are not suitable and must be modified. To permit these studies to be conducted Romaine has to be identified as a POR, without identifying the POR it is not possible to identify which lines will be delivering the energy and which lines will require the upgrades.

What HQT proposes to do in this instance is to modify the existing Transmission Service Agreements by adding ‘Romaine’ to the list of established POR(S) that can be collected at the “HQT Point” for subsequent export.

In the discussion pertaining to the adoption of the text of 12A in its decision D-2006-66 the Régie identified the possibility for a market participant to modify an existing transmission reservation that the said market participant would use anyway, thus in the opinion of the Régie not providing to HQT the additional revenues sought to be generated to compensate for the new costs:

“Un producteur qui possède déjà des conventions de service de point à point fermes de long terme pourrait ne pas renouveler une réservation existante et utiliser sa nouvelle réservation pour faire ses transactions qu’il ferait de toute façon. Cette opération est réalisable en vertu de l’article 22.1 des Tarifs et conditions” [note de bas de page omise].

Considering this possibility the Régie concluded that the proposed text for Sub-Section 12A.2(i) was acceptable as long as additional revenues are created:

“Concernant la première option, elle est adéquate dans la mesure où l’engagement ferme de long terme conclu avec le producteur génère des revenus additionnels sur une période suffisante pour assurer la neutralité tarifaire du projet.” [note de bas de page omise]

One may argue that the Régie has accepted in the past the use of a modified transmission service agreement to meet the requirement of 12A.2(i). The case is the integration of the Eastmain 1A/Sarcelle power plants (R-3674-2008).

Here HQT proposed to accept the use of a Transmission Service Agreement executed in October 2006 to connect the power plants Eastmain 1A and Sarcelle expected to be completed in 2012.

The interconnection HQT-ON is a new interconnection, thus not being used by existing generation. In the Eastmain case, we have a situation where new generation is using new transmission. This is not the same situation as what we have here with La Romaine. Therefore, the Eastmain 1-A/Sarcelle precedent is not applicable in the present case.

At this point it is important for HQT to make available the system studies which identified the upgrades which are required to the HQT system. These studies will indicate if the upgrades requested are for Native Load use, which will properly allocate those costs to the domestic rate payer, or if the upgrades requested are for export use thus requiring an impact study on the identified paths and missing in the file.

Considering the lack of evidence filed by HQT as far as transmission service is concerned in application of Section 12A.2; considering that section 22 OATT must be followed when one modifies a transmission service agreement; and considering that no evidence has been provided to support the allegation that the existing transmission service agreements can accommodate the transit of a new 1 550MW of production; it appears reasonable for the Régie to reject the requested approval.

Approving such request filed by HQT would be against OATT rules and previous Régie's decisions.

The Absence of Additional Revenues

The underlying logic of article 12A has been very clearly stated by the Régie. It consists in matching new costs with new revenues. As quoted earlier the Régie states that the transmission agreements must generate additional revenues:

*“Selon la Régie, l'utilisation de plusieurs conventions est acceptable s'il est démontré que **chacune de ces conventions amène des revenus additionnels** au Transporteur et que l'ensemble des revenus additionnels permet de couvrir les coûts additionnels associés au projet.” [note de bas de page omise] (Our emphasis).*

The use of existing transmission agreements does not appear to meet the requirement established by the Régie. Existing transmission service agreement(s), either Point to Point or Native Load service, provides existing revenues, since one has to pay regardless of the scheduling made under those agreements. Thus, by allowing the use of existing transmission agreements, it appears that HQT may be enabling HQT to transfer a cost onto the rate payer without obtaining additional revenues. This situation can be cleared up if the working papers for the plants integration are made available. Those papers will show whether the existing Native Load Transmission Service is being used to deliver energy to Quebec Native Load, or if Point-to-Point exports are benefiting from upgrades being

taken to interconnect a new facility to the existing Point to Point service arrangement.

This seems to contradict the regulatory framework based on HQT OATT and previous Régie de l'énergie's decisions. These transmission service acquisitions help reduce the burden of the local rate payer. By transferring these existing revenues onto new costs no new revenues are created. On the contrary, the money collected by HQT remains constant and moreover, the rate payer also absorbs the cost borne by HQT in virtue of Attachment J. One cannot consider existing transmission agreements as "banked" money that can be drawn on to absorb new costs. This invalidates the very reason and principle of Article 12A.

The revenues from these existing transmission service agreements do not cover the cost of the service to deliver energy from Romaine. Transmission upgrade costs include an upfront capital contribution and an annual scheduled fee. The upfront capital costs for La Romaine were not included in the initial capital investment component of the analyses. »

3.5.2 ARGUMENTATION DE S.É./AQLPA

[50] La Régie reprend ci-dessous les extraits pertinents de l'argumentation de cet intervenant portant sur l'Entente de raccordement et les conventions de service :

« 13 - [...] l'entente de raccordement entre TransÉnergie et Hydro-Québec Production est défectueuse, en ce qu'elle contrevient à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, et

[...] ce vice est suffisamment grave pour que l'autorisation d'investissement de raccordement ne soit pas accordée à ce stade (ou subsidiairement soit suspendue jusqu'à ce que le vice soit corrigé par le dépôt d'une nouvelle entente conforme à l'article 12A.2).

14 - L'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec exige que le demandeur d'un raccordement en rembourse le coût complet à TransÉnergie sauf dans la proportion où il aura contracté une promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou, mieux encore, s'il a effectivement contracté une Convention de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 i).

[...]

Cette promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou cette Convention de service de transport (art. 12A.2 i) et les revenus de ventes supplémentaires qui en découlent constituent des intrants [soulignés de S.É./AQLPA] dans l'établissement de la faisabilité économique et le calcul de la neutralité tarifaire du projet que le Transporteur doit démontrer à la Régie en vertu du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, (2001) 133, G.O. II, 6165, art. 2 (5°) et (7°).

15 - L'article 12A.2 assure que les ventes supplémentaires que l'on invoque pour réduire le coût des travaux que le demandeur de raccordement doit rembourser à TransÉnergie ne reposent pas sur de vagues suppositions.

L'article 12A.2 exige que ces ventes supplémentaires reposent sur un contrat, un engagement juridique du demandeur de raccordement.

[...]

18 - Si un demandeur de raccordement s'avère incapable de fournir une promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou une Convention de service de transport (art. 12A.2 i), alors TransÉnergie n'a pas le droit de l'exempter du paiement des pleins coûts de raccordement.

[...]

Le Tribunal a de plus le devoir de refuser d'autoriser des investissements dont la faisabilité économique et la neutralité tarifaire alléguées (qui doivent être prouvées par le Transporteur en vertu du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie, (2001) 133, G.O. II, 6165, art. 2 (5°) et (7°)) reposeraient sur de vagues suppositions plutôt que ce qui est requis par l'article 12A.2.

19 - Or l'article 12A.2 requiert manifestement que la promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soient pour des nouvelles ventes. [soulignés de S.É.-AQLPA]

TransÉnergie ne peut évidemment pas exempter un demandeur de raccordement du paiement des coûts sur la base des ventes de service déjà existantes avant le raccordement. [soulignés de S.É.-AQLPA]

[...]

23 – [...] ce que TransÉnergie a déposé en preuve au présent dossier *ne constitue pas* ce qui est exigé par l'article 12A.2(i) quant à une ou plusieurs Conventions de service de transport.

[...] *L'entente de raccordement HQT-HQP ne comporte aucune désignation de Conventions de service de transport qui aurait été contractée par Hydro-Québec Production.*

[...]

L'article 26 de l'entente de raccordement HQT-HQP au présent dossier ne constitue pas ce qui est requis l'article 12A.2 (i).

[...]

Ce ne sont donc pas les Conventions de service de transport déjà existantes entre HQT et HQP sur les chemins HQT-ONT, HQT-MASS et HQT-NE qui suffiraient à générer des ventes de 1550 MW invoquées par TransÉnergie pour neutraliser une partie du coût de raccordement de La Romaine au présent dossier. Ces ventes supplémentaires ne peuvent provenir que de Conventions de service HQT-HQP à venir, qui n'existent pas déjà (vraisemblablement des conventions de service à venir sur le chemin futur HQT0-New Hampshire s'il se réalise, ce que le Tribunal n'a toutefois pas à décider au présent dossier). »

3.5.3 RÉPLIQUE DU TRANSPORTEUR

[51] Le Transporteur rappelle d'abord le cadre réglementaire d'une autorisation de projet en vertu de l'article 73 de la Loi :

« [...]

En vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi »), le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle a fixés par son Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie [note de bas de page omise] (le « Règlement »), pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité.

Selon le sous-paragraphe 1° a) du premier alinéa de l'article 1 du Règlement, le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique de la Régie pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité et dont le coût est de 25 millions de dollars et plus, ce qui est le cas du Projet en cause.

La Régie a déjà déterminé qu'une demande d'autorisation introduite en vertu de l'article 73 de la Loi et du Règlement constitue un exercice d'analyse technico-économique en adéquation avec le cadre réglementaire, qui doit porter sur la justification du projet en regard de ses objectifs et de l'impact du projet sur les tarifs et la fiabilité du réseau de transport d'électricité, conformément aux exigences prescrites par ce cadre réglementaire. »

[52] A cet égard, le Transporteur cite les décisions D-2007-20 et D-2010-084 relatives à la nouvelle centrale thermique de Kuujuaq et l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE.

[53] Il souligne que la présente demande s'inscrit dans la continuité des nombreux dossiers qui furent produits auprès de la Régie au fil des ans, notamment des projets de raccordement de centrales (les projets de raccordement des centrales hydroélectriques de la Touloustouc, de l'Eastmain-1, de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, de la Péribonka ainsi que de la Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs).

[54] Le Transporteur soumet que sa preuve démontre que le Projet s'appuie sur un besoin né et actuel, qui émane d'un client admissible, le Producteur.

« [...]

Le cadre réglementaire qui gouverne les activités du Transporteur prévoit que le client assume les coûts reliés aux services qu'il demande y incluant les investissements en conformité avec le cadre réglementaire précité, y compris les Tarifs et conditions. La preuve démontre la suffisance des engagements financiers

du Producteur. Ainsi, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse sur l'ensemble des périodes d'analyse visées par le Projet.

Conformément aux Tarifs et Conditions, les clients du Transporteur font à leur gré des demandes dans le système OASIS. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur ces demandes, par exemple le contexte global à moyen et long terme dans lequel les clients évoluent, leurs besoins et leurs stratégies. Celles-ci peuvent faire en sorte que les demandes de raccordement de centrales et les demandes de service de transport ne soient pas nécessairement concomitantes, comme c'est le cas dans la présente demande.

Dans le cas d'un raccordement de centrale, la responsabilité des clients est de prendre un des engagements en vertu de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. Lorsque cet engagement consiste en « au moins une convention de service » signée, soit le cas en l'occurrence, la responsabilité du Transporteur est de s'assurer du respect des Tarifs et conditions en prévoyant notamment la suffisance des revenus de cette source.

Plus particulièrement, l'Entente de raccordement, tel que le prévoient les Tarifs et conditions, comporte l'un des engagements prévus à l'article 12A.2 permettant d'assurer la suffisance des revenus pour couvrir les coûts d'intégration du Projet. La démonstration du Transporteur à cet égard est éloquent.

Le Transporteur rappelle que l'article 12A.2 i) stipule ce qui suit :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

« Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :

i) Convention de service de transport de long terme :

Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le

Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; ».

Tel qu'il appert de la preuve déposée par le Transporteur dans ce dossier, les démonstrations requises par le cadre réglementaire, dont celles reliées à l'article 12A.2 i), sont pleinement satisfaites :

- *L'Entente de raccordement a été signée le 14 décembre 2010 (pièce HQT-1, Document 1, annexe 1) et les dispositions décrites à l'appendice J des Tarifs et Conditions, dont notamment l'allocation maximale pour les ajouts au réseau, la contribution pour les postes de départ, la date prévue de mise en service, les coûts remboursables au Transporteur et les normes techniques (exigences techniques) y sont précisées ;*
- *Comme prévu aux Tarifs et conditions (article 12A.1), l'Entente de raccordement est « substantiellement équivalente à l'Entente-type disponible sur le site Internet du Transporteur [...] requise préalablement à tout raccordement de centrale au réseau de transport ou au réseau de distribution et visant à répondre aux besoins des clients du service de transport en vertu de la Partie II, de la Partie III et de la Partie IV des présentes » :*
- *Le Producteur a pris, « à la satisfaction du Transporteur » selon l'article 12A.2, l'engagement prévu à l'article 12A.2 i) à savoir « Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme », tel qu'indiqué aux articles 6 et 26 de l'Entente de raccordement ;*
- *Selon la preuve et les démonstrations du Transporteur (notamment la pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2), trois conventions de service à long terme ont été souscrites par le Producteur afin, entre autres, de couvrir ses engagements, à savoir :*
 - *La convention de service de transport à long terme HQT-ON a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006 ; cette convention a aussi été déposée dans le dossier R-3646-2007, pièce HQT-7, Document 2 ;*
 - *Les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009 ; ces conventions ont*

aussi été déposées dans le dossier R-3715-2009, pièce HQT-1, Document 1, annexe 1 ;

- *Selon la preuve offerte par le Transporteur et l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions, les conventions précitées génèrent des revenus dont « La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; », tel qu'il appert des démonstrations suivantes :*

- *La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des trois conventions est de 4 513,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Les coûts encourus par le Transporteur pour les engagements sont prévus à 2 172,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Le détail des coûts assumés par le Producteur et les coûts des travaux d'intégration assumés par le Transporteur sont décrits à l'annexe III de l'Entente de raccordement.*

L'Entente de raccordement et les conventions de service de transport de long terme du Producteur assurent que le Transporteur puisse recouvrer le coût des investissements requis pour le raccordement demandé, et ce conformément aux dispositions des Tarifs et conditions et du cadre réglementaire. La preuve offerte par le Transporteur dans ce dossier établit, de façon très probante, la démonstration de véritables contributions financières du client du service de transport reliées à l'acquisition et à la construction d'actifs de transport du Projet.

Comme mentionné précédemment, la présente demande du Transporteur s'inscrit dans le cadre réglementaire applicable à un projet d'investissement. Toute tentative de faire des recoupements de données qui proviennent des dossiers tarifaires du Transporteur et le présent dossier est, de l'avis du Transporteur, un exercice de faible valeur probante.

Le cadre réglementaire des demandes tarifaires et des demandes d'autorisations des projets d'investissements ont en effet des objectifs différents et ainsi reposent sur des mécanismes, des démonstrations et des preuves différentes qui ne sont pas transposables l'un dans l'autre sans adaptation.

Le cadre réglementaire tarifaire (article 49 de la Loi) prend en considération un ensemble de paramètres afin d'en dégager des tarifs et autres conditions qui soient « justes et raisonnables ».

Plus particulièrement, le cadre réglementaire applicable à un projet d'investissement, soit dans ce cas-ci le raccordement de centrales à la suite d'une demande d'un client admissible (article 73 de la Loi et le Règlement) prend en considération des paramètres définis avec une finalité précise, notamment de présenter l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité, afin de démontrer que le coût du projet soumis pour autorisation n'est pas indûment assumé par les autres clients du Transporteur. Pour cette raison, le cadre réglementaire prévoit que le projet d'investissement s'appuie sur « des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet. » (extrait de l'article 73 de la Loi).

Dans ce dossier, le Transporteur a fait les démonstrations requises, en complète adéquation avec le cadre réglementaire, assurant que le Projet repose sur des contributions et des engagements financiers du Producteur et que le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport pour la période d'analyse. Le suivi de ces démonstrations sera fait conformément aux exigences de la Régie dans le cadre des demandes tarifaires ou, le cas échéant, des rapports annuels à venir du Transporteur.

Dans la même veine, la Régie a déjà statué que l'audience d'une demande d'autorisation d'un projet d'investissement du Transporteur ne constituait pas une occasion ou un forum valable afin de revoir les méthodologies utilisées par le Transporteur qui, dans le présent dossier, découlent directement des pratiques antérieures autorisées par la Régie (Décision D-2010-084, page 21, paragraphe 89) et les respectent.

[...]

3. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE DU PROJET

L'article 73 de la Loi prévoit que la Régie tient compte « des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet ».

En l'espèce, la justification économique du Projet s'appuie sur des faits et des démonstrations probantes de la part du Transporteur [note de bas de page omise]. Deux éléments majeurs permettent à eux seuls de confirmer la faisabilité économique du Projet :

- Le Producteur assume en contribution près de 50 % des coûts estimés totaux du Projet ;*
- Le Producteur s'est engagé, par le biais de conventions de service de transport à long terme, à se procurer des services de transport qui génèrent des revenus suffisants pour couvrir l'autre partie des coûts du Projet.*

En réponse aux demandes de renseignements [note de bas de page omise], le Transporteur a d'ailleurs fourni toutes les explications et les démonstrations probantes établissant que le Producteur a souscrit à des conventions de service de transport à long terme dont les revenus, en valeur actualisée, excèdent largement les coûts du Projet jusqu'à concurrence des montants maxima pour les ajouts au réseau et pour les postes de départ prévus à l'appendice J des Tarifs et conditions, incluant les taxes et les frais d'entretien et d'exploitation.

Le Transporteur considère que le Producteur assume la juste part des coûts qu'il doit prendre en charge aux fins de la réalisation du Projet et ce, conformément aux prescriptions de la Loi, du Règlement et des Tarifs et conditions.

Enfin, le Transporteur présente, au soutien de sa demande, l'estimation de l'impact tarifaire à la marge induit par le Projet [note de bas de page omise]. Cette démonstration, en plus d'être conforme aux prescriptions du Règlement, s'inscrit en continuité avec les informations soumises par le Transporteur dans l'ensemble de ses demandes antérieures visant l'autorisation des projets d'investissements du Transporteur qui ont été entérinées par la Régie. »

[55] Le Transporteur répond plus spécifiquement aux arguments de NLH sur l'absence d'une convention de service spécifique (« the absence of a specific transmission service agreement ») :

« [...]

L'intervenante appuie cette allégation sur les motifs suivants :

- *La demande ne contient pas de convention de service de transport spécifique qui prenne en considération que la production hydroélectrique du complexe de la Romaine servira soit à alimenter la charge locale ou soit des charges situées à l'extérieur du Québec (Observations, page 4) ;*
- *Les conventions de service existantes et les revenus qui en découlent ne peuvent être utilisés pour combler une partie des coûts du Projet (Observations, pages 4 à 7).*

Avec égards, le Transporteur prie la Régie de ne pas considérer les éléments mis de l'avant par l'intervenante qui sont sans fondement eu égard au cadre réglementaire pertinent au Projet, qui nient les faits et qui tentent de dénaturer les dispositions des Tarifs et conditions ainsi que les précédents de la Régie.

Tout d'abord, en ce qui concerne le premier motif ci-dessus décrit, l'intervenant fait la démonstration évidente de son incompréhension du cadre réglementaire.

Le présent dossier concerne un dossier de raccordement de centrale et à cet effet le Transporteur a conclu une Entente de raccordement avec son client admissible, le Producteur.

L'objet d'une entente de raccordement (selon l'article 12 A.1 des Tarifs et conditions) est de convenir des modalités de raccordement de centrale de production électrique au réseau de transport d'électricité du Transporteur ainsi que des modalités applicables à l'exploitation et à la maintenance des centrales à raccorder au réseau.

Comme indiqué précédemment, le cadre réglementaire (article 73 de la Loi et les dispositions du Règlement) exige une démonstration des « engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières ».

L'Entente de raccordement conclue par le Transporteur et produite dans ce dossier est en totale adéquation et conformité avec le cadre réglementaire précité, ce qui est omis par l'intervenant.

Tel que le prescrivent les Tarifs et conditions, « La signature de l'Entente de raccordement ne constitue pas une réservation de service de transport en vertu des présentes et le dépôt prévu à l'article 17.3 n'est pas requis pour la demande de raccordement de centrale. ». Ceci est spécifiquement mentionné à l'article 3 de l'Entente de raccordement. Encore une fois, ceci est malheureusement omis par l'intervenant.

Également, l'article 26 de l'Entente de raccordement illustre bien le caractère distinct d'une telle entente et d'une réservation de transport :

« Conformément aux dispositions des Tarifs et Conditions, dans le cas où le complexe hydroélectrique de la Romaine est retenu, en totalité ou en partie, par Hydro-Québec Distribution comme source d'approvisionnement en électricité, l'engagement du Producteur pour couvrir les frais d'intégration sera réduit dans une proportion égale à la quantité de MW retenue par Hydro-Québec Distribution et ce, en tenant compte de la date où la production est retenue par Hydro-Québec Distribution. »

Donc, lorsque les centrales du complexe de la Romaine seront construites et raccordées au réseau de transport, l'électricité alors produite sera utilisée soit pour l'alimentation de la charge locale ou soit pour l'alimentation d'autres charges, telles que les conventions de service de transport le prévoient déjà [note de bas de page omise]. Il n'y a rien d'incongru ou d'illégal dans cette façon de faire du Transporteur et nous prions la Régie de rejeter les allégations sans valeur de l'intervenant.

Selon l'intervenant, les conventions de service existantes [note de bas de page omise] et les revenus qui en découlent ne peuvent être utilisés pour combler une partie des coûts du Projet, contrairement aux démonstrations faites par le Transporteur dans ce dossier [note de bas de page omise]. En suivant ce raisonnement étroit, de nouvelles conventions de service devraient donc être conclues par le client admissible, le Producteur, afin de couvrir le « Total des coûts estimés des travaux d'intégration assumés par le Transporteur », tel que décrit à l'annexe III de l'Entente de raccordement.

Or, ce qui est pertinent pour l'analyse du Projet, ce n'est pas le nombre de conventions de service, hormis qu'il doit y avoir « Au moins une convention de service », mais plutôt les revenus qui s'en dégagent afin d'assurer la neutralité tarifaire du Projet.

De plus, l'intervenant omet un important précédent réglementaire, soit le dossier de la Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour le raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle à son réseau de transport (R-3674-2008). Le raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle a fait l'objet d'un engagement du Producteur selon l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions.

Dans cette affaire, tout comme dans le présent dossier, le Transporteur a produit des démonstrations de « faisabilité économique du projet » qui sont identiques, hormis les adaptations nécessaires. Ainsi, la faisabilité économique est assurée par le fait que les coûts du Projet, jusqu'à concurrence des montants maxima pour les ajouts au réseau et pour les postes de départ, seront récupérés à partir des revenus provenant des achats de service de transport du Producteur. L'Entente de raccordement et les conventions de service de transport précitées, conclues entre le Transporteur et le Producteur, assurent la rentabilité générale du Projet, selon les revenus actualisés de service de transport à recevoir du Producteur, et ce conformément à l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions.

Le Transporteur a fait la démonstration de la suffisance des engagements du Producteur pour assurer que la valeur actualisée des revenus pour le service de transport de point à point soit au moins égale aux coûts assumés par le Transporteur pour le raccordement des centrales du complexe de La Romaine (voir notamment les réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, pièce HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2).

Le projet de raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle a été autorisé par la Régie qui a largement repris à sa décision l'extrait de la preuve précité concernant la faisabilité économique du projet (D-2008-149, pages 5 et 6).

Sur la base des mêmes démonstrations que celles offertes dans le présent dossier, la Régie s'est exprimée comme suit:

« Le Transporteur fournit aussi une analyse de l'impact tarifaire du Projet basée sur ses estimations des coûts, des revenus anticipés du point à point pour une puissance cumulée de 950 MW et de la contribution du Producteur couvrant les coûts qui excèdent les montants maxima que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau et les postes de départ. Cette analyse montre que pour les périodes considérées, le Projet ne génère pas d'impacts à la hausse par rapport au tarif actuel (2008), étant donné que la croissance des

besoins de transport permet de neutraliser les coûts associés à la mise en service du Projet. » (D-2008-149, page 6)

Dans le présent dossier, le Transporteur a utilisé la même approche aux fins de la conclusion de l'Entente de raccordement et a fait les mêmes démonstrations à la Régie que celles qui ont été faites dans le dossier du projet de raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle.

Aussi, l'approche utilisée par le Transporteur est conforme au cadre réglementaire et au précédent précité concernant la prise en compte des conventions en application de l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions. Cette approche assure également le recouvrement des frais d'intégration des centrales du complexe de la Romaine assumés par le Transporteur selon l'appendice J des Tarifs et conditions, comme prévu à l'Entente de raccordement.

L'intervenant, dans ses observations, fait complètement abstraction de ce dernier précédent de la Régie et en plus, il n'offre aucune analyse ou étude sérieuse à l'appui de ses allégations. À l'évidence, la Régie ne peut que rejeter les allégations de l'intervenant.

L'intervenant mentionne ce qui suit à son argumentaire (Observations, page 7, 3^{ième} paragraphe :

« The revenues from these existing transmission service agreements do not cover the cost of the service to deliver energy from Romaine. Transmission upgrade costs include an upfront capital contribution and an annual scheduled fee. The up front capital costs for La Romaine were not included in the initial capital investment component of the analyses. »

Cet argument n'est pas adéquatement développé par l'intervenant. Cependant, le Transporteur souligne ce qui suit.

Lorsque de l'électricité sera produite par le complexe de La Romaine et que le Producteur souhaitera transiter cette électricité sur le réseau de transport, il devra payer le tarif de transport qui sera alors applicable. Ce tarif de transport, selon l'article 49 de la Loi, aura été fixé par la Régie qui aura déterminé, pour l'année en cause, les montants globaux des dépenses qu'elle jugera nécessaire pour assumer le coût de la prestation de service. Par ailleurs, l'annexe 8 – Impact tarifaire au présent dossier prend en considération des éléments qui seront considérés lors de la détermination des dépenses reliés à la prestation du service, tel que l'amortissement. Il est donc faux de prétendre que les démonstrations du

Transporteur sont insuffisantes. De plus les démonstrations du Transporteur à l'égard de l'impact tarifaire prennent en considération le coût moyen pondéré du capital prospectif selon la décision D-2010-032 de la Régie. Avec égards, l'argument de l'intervenant est sans valeur.

En complément, le Transporteur prie la Régie de considérer les éléments de réplique qui apparaissent à la rubrique 4.2 suivante qui sont ici réputés être repris dans leur intégralité.

En conclusion, le Transporteur prie la Régie de rejeter les allégations de l'intervenant qui nient le cadre réglementaire applicable à la présente demande, qui ne reposent sur aucun fait, aucun argument, ni aucun précédent valable. »

[56] Aux arguments de S.É./AQLPA sur la question de l'Entente de raccordement et des conventions de service de transport, le Transporteur soumet ce qui suit :

« Le 17 mai 2011, l'intervenant SÉ-AQLPA, par le biais de leur procureur, ont produit une argumentation au présent dossier.

L'intervenant conclut comme suit les représentations contenues à son argumentaire (page 22) :

« REJETER ou subsidiairement SUSPENDRE la demande d'autorisation d'investissements en raccordement des centrales du complexe La Romaine déposée par Hydro-Québec TransÉnergie au présent dossier. »

Cette conclusion s'appuie sur les représentations suivantes de l'intervenant :

- L'Entente de raccordement est « [...] défectueuse, en ce qu'elle contrevient à l'article 12A.2 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec », et ce vice est suffisamment grave pour que l'autorisation d'investissement de raccordement ne soit pas accordée (Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 10) ;*

- L'article 12A.2 requiert « [...] que la promesse d'achat de service de transport avec TransÉnergie (art. 12A.2 ii) ou la Convention de service de transport (art. 12A.2 i) soit pour des nouvelles ventes. » et « les Conventions de service HQT-HQP déjà existantes ne peuvent suffire à neutraliser une partie du coût de raccordement de La*

Romaine » (*Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, pages 13,14 et 20*) ;

- « Les exigences de l'article 12A.2 ne sont donc pas respectées. Le Transporteur ne peut donc pas invoquer des ventes nouvelles (ou des engagements) de 1550 MW pour diminuer le remboursement de coûts dû par le Producteur à TransÉnergie en vertu de l'Appendice J.» (*Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 20*).

De l'avis du Transporteur, l'intervenant s'attache à développer un argumentaire irrecevable dans le cadre de l'analyse du présent dossier, en soumettant des « considérations faisant appel à une lecture différente des Tarifs et conditions ou remettant en cause la méthodologie utilisée pour, par exemple, calculer l'impact tarifaire », ce qui, de l'avis de la Régie, « [...] déborde le cadre prévu par le Règlement et des articles 31(5°) et 73 de la Loi. » (Décision D-2010-084, page 21, paragraphe 89). Il interprète donc déraisonnablement le cadre réglementaire en vigueur, sans véritablement tenir compte de la conformité de la preuve du Transporteur en lien avec ce cadre.

[...]

Entente de raccordement « défectueuse »

L'intervenant allègue que l'Entente de raccordement est « défectueuse ». Le Transporteur soutient que l'intervenant fait erreur.

Dans son argumentation, l'intervenant réfère à de nombreuses reprises à l'Entente de raccordement, mais il ne démontre pas que celle-ci est informée. En fait, il s'attarde essentiellement sur l'application de l'article 12A.2 i). Ce faisant, il navigue de façon précaire dans divers univers temporels d'application des Tarifs et conditions, qui se situent avant et après l'approbation de l'article 12A.2 par la Régie. Ainsi, avec égards, il confond les engagements découlant de l'article 12A.2 avec les engagements de type Touloustouc, en faisant des affirmations d'après lesquelles ces derniers pourraient s'appliquer au présent Projet, ce qui est clairement inapplicable conformément aux décisions de la Régie. Il mentionne une liste de projets de raccordement de centrales pour lesquels le Producteur aurait pris des engagements suivant l'article 12A.2, ce qui n'est pas le cas, comme l'indique le Transporteur en réponse aux questions 1.1a et 1.1b de la demande de renseignements numéro 1 de l'intervenant (pièce HQT-2, Document 2).

De plus, l'intervenant fait des comparaisons entre la présente demande et d'autres dossiers, notamment les dossiers R-3581-2005 (raccordement de la centrale de la Péribonka) auquel il a participé et R-3585-2005 (raccordement des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-Coeurs), qui tenaient compte des Tarifs et conditions en vigueur avant l'adoption de l'article 12A.2, donc faisaient partie d'un cadre réglementaire antérieur qui a évolué.

Comme l'exige l'article 12A.1 des Tarifs et conditions, l'Entente de raccordement (pièce HQT-1, Document 1, annexe 1) est « substantiellement équivalente à l'Entente-type disponible sur le site Internet du Transporteur » qui est présentée aux promoteurs désireux de raccorder une centrale de production d'électricité au réseau du Transporteur.

L'Entente de raccordement prend en compte une réalité incontournable, à savoir que le Producteur a signé des conventions de service de transport ferme à long terme afin, entre autres, de couvrir ses engagements [note de bas de page omise]. L'Entente de raccordement est pleinement conforme au cadre réglementaire applicable.

La preuve au dossier et les démonstrations offertes par le Transporteur attestent clairement de la suffisance des revenus en provenance du Producteur. Avec égards, accepter l'argumentaire de l'intervenant à ce sujet revient à nier l'existence de conventions de service de transport de long terme qui ont été produites auprès de la Régie. Ces conventions assurent que le Producteur se procurera des services de transport sur la période prescrite et que les autres clients du service de transport du Transporteur seront tenus indemnes des investissements reliés au raccordement des centrales du Producteur.

Ceci est largement démontré aux réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2.

Par ailleurs, lors de l'étude par la Régie du projet d'investissement du Transporteur découlant de la demande de raccordement du Producteur concernant les centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, la Régie n'a pas exigé à nouveau le dépôt de la convention de service HQT-ON, puisque le dépôt avait déjà été fait. Dans ce dossier, le Transporteur a produit des démonstrations économiques qui prenaient en compte la convention de service précitée. Dans ce cas, le Transporteur a fait la démonstration que les revenus dégagés globalement d'une convention de service étaient suffisants pour couvrir les coûts du projet et qu'il y avait un solde disponible pour d'autres engagements. La Régie a autorisé,

par sa décision D-2008-149, le projet d'investissements qui reposait sur ces démonstrations.

Le Transporteur souligne que dans le dossier R-3674-2008 (raccordement Eastmain-1-A et de la Sarcelle), la Régie, en adéquation avec le cadre réglementaire, a pris la mesure des engagements du Producteur envers le Transporteur dans le cadre du projet d'investissement pour le raccordement des centrales.

La Régie, qui lors des dossiers précités a examiné les conventions de service ci-dessus mentionnées, n'a pas remis en doute la valeur de ces conventions qui sont par ailleurs conformes aux Tarifs et conditions. Ces conventions sont de véritables contrats entre deux parties et les revenus qui en découlent ne représentent pas de « vagues suppositions » comme l'allègue à tort l'intervenant (Argumentation de Me Dominique Neuman, Procureur pour SÉ-AQLPA, le 17 mai 2011, page 11).

Le Transporteur soutient que ce dernier confond deux aspects fondamentalement distincts de la politique d'ajouts du Transporteur et du cadre réglementaire relié aux projets d'investissements, à savoir la teneur de l'engagement du client du service de transport et son suivi ou les démonstrations économiques qui en découlent (voir la décision D-2011-039, section 10.5).

La teneur de l'engagement du Producteur à l'égard du Projet se retrouve à l'Entente de raccordement et aux conventions de service de transport précitées. L'engagement est pris selon les dispositions de l'article 12A.2. i) des Tarifs et conditions, dont la Régie a maintenu le libellé dans sa récente décision D-2011-039.

Les démonstrations économiques sont pertinentes pour l'analyse du Projet d'investissement et constituent la mesure des « contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet » tel que le prescrit l'article 73 de la Loi. Il n'est pas requis que de nouvelles conventions de service interviennent à chaque projet. Comme il est mentionné plus avant, cette démonstration économique se retrouve à la preuve du Transporteur et notamment aux réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie, HQT-2, Document 1, réponses 14.1 et 14.2.

Ainsi, le nombre des conventions de service du Producteur n'est pas pertinent à l'exercice d'analyse du Projet. Ce qui importe, ce sont les revenus qui découlent

des conventions de service de transport de long terme précitées et qui sont considérés dans l'analyse de la présente demande.

Par ailleurs, l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions ne fait aucunement référence aux divers termes utilisés par l'intervenant pour appuyer son argumentation, soit les termes « ventes nouvelles », « ventes supplémentaires », « nouvelles ventes », « achats nouveaux de services de transport », « totalité des MW » ou « désignation ». De plus, l'article 12A.2 ne vise pas à « réduire le coût des travaux que le demandeur de raccordement doit rembourser », mais plutôt à définir les conditions relatives au raccordement de centrale par l'achat de service de transport ou le remboursement.

Comme mentionné aux réponses 1.5a et 1.5b du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de l'intervenant, le Transporteur réitère que la question d'une nouvelle interconnexion ne fait pas partie de son dossier de preuve. Par conséquent, le Transporteur est d'avis que ce projet hypothétique dépasse le cadre d'analyse du présent dossier et ne peut être considéré aux fins d'analyse du présent dossier. À cet égard, le Transporteur rappelle la décision D-2011-043 de la Régie où elle convie l'intervenant à se concentrer sur « la preuve soumise par le Transporteur ».

Le Transporteur prie respectueusement la Régie de rejeter les représentations de l'intervenant qui n'ont aucune assise à l'intérieur du cadre réglementaire en vigueur et qui sont nettement en opposition avec les prescriptions précitées de la Régie, d'après lesquelles « les considérations faisant appel à une lecture différente des Tarifs et conditions ou remettant en cause la méthodologie utilisée pour, par exemple, calculer l'impact tarifaire, débordent le cadre prévu par le Règlement et des articles 31(5°) et 73 de la Loi. » (Décision D-2010-084, page 22 [note de bas de page omise]). (Nous soulignons). »

3.5.4 CONCLUSION DE LA RÉGIE

[57] Dans le cadre de l'analyse d'une demande sous l'article 73 de la Loi, la Régie doit tenir compte, notamment, des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières :

« 73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;

[...]

Demande d'autorisation.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1°, tient compte le cas échéant:

1° des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;

2° des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

Autorisation.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi. » [nous soulignons]

[58] La question soulevée par les arguments des parties est la suivante : est-ce que les engagements contractuels du Producteur, dont la Régie doit tenir compte lorsqu'elle examine une demande d'autorisation sous l'article 73 de la Loi, sont conformes aux dispositions des Tarifs et conditions et notamment de l'article 12A.2?

[59] Selon le Transporteur, l'engagement contractuel du Producteur visé par l'Entente de raccordement signée le 14 décembre 2010, soit de couvrir la totalité des frais d'intégration assumés par le Transporteur, est assuré par l'utilisation des trois conventions de service suivantes :

- La convention de service de transport à long terme HQT-ON qui a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006;
- Les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE qui ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009.
(les Conventions de service)

[60] La teneur des engagements contractuels des clients du Transporteur et les modalités de leur contribution financière aux coûts d'acquisition ou de construction des actifs de transport qui assurent la faisabilité économique d'un projet sont prévues aux Tarifs et conditions, et particulièrement aux dispositions suivantes :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :

i) Convention de service de transport de long terme :

Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; »
[nous soulignons]

[61] L'article 12A.2 a été introduit aux Tarifs et conditions en 2006 par la décision D-2006-66. Le texte n'a pas été modifié depuis, bien qu'il ait fait l'objet de plusieurs opinions et commentaires, tant des intervenants que de la Régie, sur le sens à donner à ces dispositions.

[62] La cohérence des décisions est souhaitable, mais il y a lieu de distinguer, aux décisions de la Régie, le contenu décisionnel et les opinions. Ainsi et avec égard, la présente formation ne partage pas les réserves exprimées par la Régie dans le cadre du dossier R-3669-2008, décision D-2009-071, page 11 sur « *la proposition du Transporteur d'utiliser le surplus de la valeur actualisée d'un projet à titre de revenus pouvant être*

associés à d'autres projet [...] » parce que, entre autres, cela ne serait pas prévu au texte des Tarifs et conditions.

[63] Cette question et celle du suivi des engagements contractuels des clients du Transporteur ont été exportées d'un dossier tarifaire à l'autre pour finalement être déferées à une cause générique que la Régie a demandé au Transporteur de soumettre en 2011.

[64] Dans le cadre de la présente demande d'autorisation, la question émerge concrètement et appelle à une décision sur la conformité ou non des Conventions de service du Producteur aux dispositions de l'article 12A.2i), tel que rédigé présentement.

[65] La présente formation souhaite s'éloigner des exercices de sémantique qui ne mènent souvent qu'à réaliser qu'un concept peut être libellé de différentes façons. Cela semble être le cas de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions, si on en juge par la lecture différente qu'en font les parties aux présentes.

[66] Ce qui importe, dans le contexte, est de lire et d'appliquer ces dispositions de façon pragmatique au cas concret sous étude.

[67] Les questions reliées aux précisions, modifications, ajouts de texte, modifications et concordances avec d'autres textes qui peuvent se soulever, pourront, le cas échéant, être traitées dans le cadre de la cause générique.

[68] L'objet ou l'économie de l'article 12A.2i) est assez simple : la récupération des coûts encourus par le Transporteur au moyen des revenus générés par « *[a]u moins une convention de service [...] pour le service de transport ferme à long terme* ».

[69] Les dispositions suivantes des Tarifs et conditions aident à comprendre le sens de l'article 12A.2i).

[70] Les Tarifs et conditions réfère d'abord à la règle de base relative au montant maximal que le Transporteur est autorisé à investir pour des ajouts à son réseau :

« 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement :

Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'Appendice J, s'appliquent [...]. »

[71] L'Appendice J, portant sur la Politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport, prévoit ce qui suit :

« Section A – Coût des ajouts au réseau

Tout ajout au réseau de transport requis pour satisfaire les besoins du service de transport en vertu des Parties II [c'est le cas des ajouts dont il est question dans le cas présent], III et IV des présentes, incluant les raccordements de centrale auxquels réfère l'article 12A, sera payé par le Transporteur et intégré à sa base de tarification aux fins du recouvrement de ses coûts via les tarifs de transport prévus aux présentes, si cet ajout est jugé prudemment acquis et utile par la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire et s'il est conforme aux dispositions de la présente Appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. Les ajouts au réseau incluent également toute étude d'avant-projet lorsqu'une telle étude est requise pour réaliser un ajout au réseau.

Les montants assumés par le Transporteur ne sauront en aucun cas excéder le montant maximal indiqué à la section E ci-dessous. Tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur, majoré d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et majoré également selon les taux de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables, sera indiqué de façon estimative à la Convention de service dans le cas où le requérant est lui-même client du service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et le montant réel encouru par le Transporteur sera payable en totalité par le requérant avant le début du service de transport, ou selon les dispositions prévues à l'article 12A en tout autre cas.

[...]

Section E- Méthodologie de calcul du maximum applicable pour les ajouts au réseau

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau visant à répondre aux besoins des services de transport offerts en vertu des Parties II et III des Tarifs et conditions des services de transport est égal à 596 \$/kW, multiplié par la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau. Ce montant est établi selon la méthodologie décrite ci-dessous et il peut être ajusté conformément aux décisions de la Régie.

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur est obtenu à partir de la valeur actualisée sur vingt (20) ans du tarif point à point pour une livraison annuelle indiqué à l'annexe 9 des présentes, duquel on retranche un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau effectués, ainsi que les montants applicables pour tenir compte de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables.

Dans le cas du service temporaire d'une durée d'un (1) an et plus pour l'alimentation d'un client de charge locale du Distributeur, le maximum des coûts assumés par le Transporteur est établi au prorata en valeur actualisée de l'engagement du client par rapport à une durée de vingt (20) ans, multiplié par le montant indiqué ci-dessus. »

[nous soulignons]

[72] Au delà de la mathématique, il faut retenir le concept sous-jacent à ces dispositions. Le Transporteur est autorisé à investir, pour des ajouts à son réseau, un montant maximal de 574\$/kW (le Montant maximal). Au-delà du Montant maximal, comme indiqué plus haut, le client doit rembourser *tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur* avant le début du service de transport.

[73] La section E de l'Appendice J citée plus haut vise à faire en sorte que le Transporteur récupère le Montant maximal de son investissement sur 20 ans, à partir des revenus actualisés qu'il recevra du client en transportant l'électricité aux tarifs applicables. Les revenus tarifaires sont le produit de la nouvelle puissance maximale en kW à transporter (dans le présent cas, 1 550 000 kW) par le tarif en vigueur en \$/kW.

[74] Si le Transporteur récupère ainsi le Montant maximal, cela couvre ses coûts et, par voie de conséquence, l'investissement n'a pas d'impact à la hausse sur les tarifs de transport d'électricité. C'est le concept de la neutralité tarifaire.

[75] Ainsi, le Transporteur doit s'assurer de pouvoir récupérer ses coûts d'ajouts au réseau par le biais des revenus qu'il va tirer « [d']au moins une convention de service

[qui] *doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme* », selon le libellé de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions cité plus haut.

[76] C'est exactement le cas selon la preuve au présent dossier.

[77] Dans le présent cas, le coût total estimé des ajouts pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine est de 1 842,1 M\$. Le Producteur rembourse au Transporteur un montant estimé de 918,3 M\$ et les revenus actualisés des Conventions de service permettent la récupération du solde, soit le Montant maximal de 923,8 M\$ assumé par le Transporteur.

[78] Comme relaté plus haut, la preuve du Transporteur est clairement à l'effet que les revenus des Conventions de service couvrent le Montant maximal associé au Projet et à d'autres ajouts :

«

• *Selon la preuve offerte par le Transporteur et l'article 12A.2 i) des Tarifs et conditions, les conventions précitées génèrent des revenus dont « La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur; », tel qu'il appert des démonstrations suivantes :*

- *La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des trois conventions est de 4 513,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Les coûts encourus par le Transporteur pour les engagements sont prévus à 2 172,3 M\$ (pièce HQT-2, Document 1, réponse 14.2) ;*
- *Le détail des coûts assumés par le Producteur et les coûts des travaux d'intégration assumés par le Transporteur sont décrits à l'annexe III de l'Entente de raccordement. »*

[79] La réponse R14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie est à l'effet suivant :

« 14.2 Veuillez fournir les paramètres économiques et financiers permettant d'établir la valeur actualisée des paiements à verser par le Producteur (incluant, annuellement, les revenus additionnels, la puissance et le taux d'actualisation). »

R14.2

Le Transporteur présente au tableau suivant les paramètres économiques et financiers.

Tableau 14.2

<i>Conventions de service</i>	<i>Années</i>	<i>Puissance (MW)</i>	<i>Taux de pertes</i>	<i>Tarif (\$/kW/an)</i>	<i>Revenus Annuels (M\$)</i>
HQT-ON	2009	164	5,3 %	72,00	12,4
	2010	949	5,3 %	75,25	75,2
	2011 à 2058 ¹	1 250	5,4 %	72,45	95,5
	2059	1 042	5,4 %	72,45	79,6
HQT-MASS	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 ¹	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
HQT-NE (sic)	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 ¹	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
<i>Coût moyen pondéré du capital prospectif²</i>			5,950 %		

¹Pour les années 2011 et suivantes, les revenus sont estimés en fonction d'un tarif de 72,45 \$/kW/an selon la demande R-3738-2010, pièce HQT-12, Document 1.2.

²Coût moyen pondéré du capital prospectif autorisé par la régie dans la décision D-2011-039.

À partir de ces paramètres, les revenus en dollars de 2011 des conventions de services à long terme sont de 1 596,5 M\$ pour HQT-ON, de 1 458,4 M\$ pour HQT-MASS et de 1 458,4 M\$ pour HQT-NE, soit un total de 4 513,3 M\$.

Par ailleurs, les coûts prévus des engagements du Producteur sous l'article 12A.2 i) sont de 195,8 M\$ [note de bas de page omise] pour Eastmain-1-A et de la Sarcelle et de 1 097,9 M\$ [note de bas de page omise] pour le complexe de la Romaine, tandis que les coûts prévus des ajouts au réseau du service de point à point à long terme sont de 735,0 M\$ [note de bas de page omise] pour l'interconnexion avec l'Ontario et de 143,6 M\$ [note de bas de page omise] pour les ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE, soit un total de 2 172,3 M\$.

Ainsi, les revenus sont suffisants pour couvrir les coûts des engagements du Producteur. Il y a également un solde disponible pour d'autres engagements. »

[80] La section A de l'appendice J cité plus haut prévoit ce qui suit :

« Les montants assumés par le Transporteur ne sauront en aucun cas excéder le montant maximal indiqué à la section E ci-dessous. Tout montant additionnel à ceux assumés par le Transporteur, majoré d'un montant de 15% pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et majoré également selon les taux de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables, sera indiqué de façon estimative à la Convention de service dans le cas où le requérant est lui-même client du service de transport en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes et le montant réel encouru par le Transporteur sera payable en totalité par le requérant avant le début du service de transport, ou selon les dispositions prévues à l'article 12A en tout autre cas. » [nous soulignons]

[81] Les montants additionnels devant être payés par le Producteur n'ont pas été indiqués à la Convention de service mais bien à l'article 26 de l'Entente de raccordement puisque dans le cas présent, il n'y a pas coïncidence entre les dates de signature de l'Entente de raccordement et de la Convention de service.

[82] Le Transporteur donne les explications suivantes à cet égard :

« Le cadre réglementaire qui gouverne les activités du Transporteur prévoit que le client assume les coûts reliés aux services qu'il demande y incluant les investissements en conformité avec le cadre réglementaire précité, y compris les Tarifs et conditions. La preuve démontre la suffisance des engagements financiers du Producteur. Ainsi, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse sur l'ensemble des périodes d'analyse visées par le Projet.

Conformément aux Tarifs et Conditions, les clients du Transporteur font à leur gré des demandes dans le système OASIS. Plusieurs facteurs peuvent influencer sur ces demandes, par exemple le contexte global à moyen et long terme dans lequel les clients évoluent, leurs besoins et leurs stratégies. Celles-ci peuvent faire en sorte que les demandes de raccordement de centrales et les demandes de service de transport ne soient pas nécessairement concomitantes, comme c'est le cas dans la présente demande.

Dans le cas d'un raccordement de centrale, la responsabilité des clients est de prendre un des engagements en vertu de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. Lorsque cet engagement consiste en « au moins une convention de service » signée, soit le cas en l'occurrence, la responsabilité du Transporteur est de s'assurer du respect des Tarifs et conditions en prévoyant notamment la suffisance des revenus de cette source.

Plus particulièrement, l'Entente de raccordement, tel que le prévoient les Tarifs et conditions, comporte l'un des engagements prévus à l'article 12A.2 permettant d'assurer la suffisance des revenus pour couvrir les coûts d'intégration du Projet. La démonstration du Transporteur à cet égard est éloquent. » [nous soulignons]

[83] Ainsi, les montants additionnels dus par le Producteur ont été indiqués à l'article 26 de l'Entente de raccordement et non à la Convention de service comme le voudrait la lettre de la section A de l'appendice J. Les parties à l'Entente de raccordement ont plutôt référé aux Conventions de service signées antérieurement dans le contexte évoqué ci-dessus de la non concomitance entre l'Entente de raccordement et les Conventions de service.

[84] Comme le souligne le Transporteur, « *ce qui est pertinent pour l'analyse du Projet, ce n'est pas le nombre de conventions de service, hormis qu'il doit y avoir « Au moins une convention de service », mais plutôt les revenus qui s'en dégagent afin d'assurer la neutralité tarifaire du Projet* ».

[85] Finalement, il est donc tout à fait soutenable de conclure que les *engagements contractuels* ou les Conventions de service du Producteur sont conformes, tant à l'économie qu'au texte actuel de l'article 12A.2i).

[86] Comme mentionné plus haut, les parties n'ont pas la même compréhension de la portée de l'article 12A.2i) des Tarifs et conditions. Il y a peut-être là une indication qu'il serait souhaitable d'apporter des précisions au texte, mais cela ne peut se faire dans le cadre d'une demande présentée en vertu de l'article 73 de la Loi.

3.6 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[87] Des certificats d'autorisation sont requis en vertu du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* et en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*. Une résolution des MRC concernées est aussi requise en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* et des permis divers en vertu de la *Loi sur les forêts* et de la *Loi sur les terres du domaine de l'État* sont aussi requis.

[88] Le cas échéant, une autorisation par décret pourrait être requise du Gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* pour acquérir par expropriation les droits réels nécessaires pour la réalisation du Projet.

3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[89] La réalisation du Projet permet de répondre à la demande du Producteur, tout en assurant un niveau de fiabilité adéquat dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du Northeast Power Coordinating Council.

3.8 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[90] Conformément aux exigences du Règlement, le Transporteur a soumis, avec sa demande d'autorisation, deux alternatives possibles au Projet et a démontré que la solution retenue est la plus adéquate.

[91] NLH soumet qu'il est prématuré d'autoriser le Projet, notamment en raison du passage suivant de la demande :

« Le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'une option concernant le renforcement du réseau principal est en cours d'étude. En effet, tel que mentionné au Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec (page 41) et dans le cadre de la présentation de sa demande R-3742-2010 [note de bas de page omise], des études concernant la construction d'une nouvelle ligne de transport pour relier le réseau du Nord-Est à la boucle montréalaise sont en cours. Si cette option était reconnue techniquement et économiquement viable, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution retenue pour le renforcement du réseau principal. »

[92] Selon NLH, le Transporteur n'a pas soumis *« [l]e projet d'expansion du réseau de transport le moins coûteux »* comme le veut l'Appendice D des Tarifs et conditions (*« Méthodologie pour exécuter une étude d'impact »*).

[93] La Régie est satisfaite de la réplique du Transporteur à cet égard :

« Le Transporteur est en complet désaccord avec la position soutenue par NLH. Tel que plus amplement démontré ci-après, les arguments avancés par NLH au soutien de sa position, par ailleurs sommaires et peu probants, démontrent une méconnaissance marquée des cadres législatif, réglementaire et tarifaire propres aux demandes d'investissement soumises pour autorisation par la Régie.

De plus, comme mentionné précédemment, cette position fait totalement abstraction du contexte dans lequel le réseau du Transporteur est planifié afin d'en assurer l'évolution optimale. Cette évolution commande, lorsque nécessaire, d'adapter et de moduler certaines solutions techniques en fonction de l'évolution du réseau.

D'abord, il importe de souligner que l'extrait de la preuve du Transporteur, auquel se réfère l'intervenant, est tronqué de sa partie inférieure qui est comme suit :

« Cependant, le Transporteur souligne que cette option n'est pas présentée au présent dossier à titre de solution alternative au Projet pour approbation. En effet, plusieurs éléments d'ordres techniques, environnementaux et locaux sont en cours de validation et d'analyse. Le Transporteur mentionne que ces travaux se poursuivront dans les prochains mois. Selon le cas, si cette option s'avérait viable, tant sur les plans techniques qu'économiques, le Transporteur en informera la Régie.

Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il ne pourra apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la description technique ainsi que les coûts ou la rentabilité y étant associés. »

Cette même citation, extraite de la preuve du Transporteur, se retrouve d'ailleurs intégralement à la preuve produite au dossier R-3742-2010 [note de bas de page omise]. La même approche y fut d'ailleurs préconisée par le Transporteur et la Régie en a reconnu le bien-fondé en autorisant cette demande.

En effet, dans sa décision D-2010-165, la Régie s'exprime comme suit sur ce sujet :

« [64] Les montants en jeu sont importants et certains ont encore à être approuvés. Dans ces circonstances, la Régie s'attend à ce que les investissements dans les renforcements du réseau faisant l'objet de la présente demande ne soient effectués qu'au moment où ils seront strictement nécessaires, tenant compte de la mise en service probable des parcs éoliens, mais aussi de l'échéancier réel des projets de La Romaine et du suréquipement du complexe Manic-Outardes.

[65] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de l'aviser dans son rapport annuel de toute modification des échéanciers des travaux faisant l'objet de la présente demande ou des travaux mentionnés précédemment susceptibles d'en modifier l'échéancier ou le contenu et de fournir les explications requises.

(D-2010-165, page 18, R-3742-2010) (Nous soulignons)

Le Transporteur croit important à ce stade de rappeler brièvement les principales étapes menant à la planification et la conception du Projet.

Comme pour tout ajout à son réseau, l'approche préconisée par le Transporteur pour le Projet a d'abord consisté à concevoir un réseau auquel sont ajoutées successivement toutes les demandes de raccordement et de service de transport point à point qui précèdent celle de la demande à l'étude. Le réseau de référence ainsi obtenu inclut l'ajustement de la charge afin d'obtenir un équilibre production-charge tout en respectant les critères de conception.

Par la suite, les analyses consistent à ajouter la demande à l'étude à ce nouveau réseau de référence et d'en ajuster également la charge afin d'obtenir le nouvel équilibre production-charge, et ce indépendamment des prévisions de charge du Distributeur.

Enfin, l'étude de la demande est complétée afin de déterminer les ajouts au réseau requis pour transporter cette nouvelle puissance toujours en respectant les critères de conception.

Quant aux investissements nécessaires au renforcement du réseau de transport principal, le Transporteur réitère que ceux-ci sont occasionnés uniquement par l'intégration de la production du Projet.

Le Transporteur a considéré, dans son étude, tous les projets planifiés découlant des demandes de service qui ont été déposées avant la demande d'intégration du Projet. Ainsi, le Transporteur s'est assuré que les équipements de renforcement du réseau principal ont été ajoutés au réseau pour chacune des demandes qui précèdent le Projet. Le Transporteur précise que ces études ont été réalisées conformément aux pratiques visant à toujours assurer la même fiabilité du réseau. Donc, le réseau de référence, auquel le Projet a été ajouté pour les besoins de l'étude du dossier, incluait déjà les équipements de renforcement du réseau principal attribuables spécifiquement aux projets antérieurs dans la séquence.

Le Transporteur, en toute transparence, a fourni à la Régie toute l'information disponible et actuelle quant au réseau de transport et aux solutions d'intégration, y compris les solutions de rechange disponibles, afin de donner suite à la demande de raccordement du Producteur. Cette preuve du Transporteur est non contestée par l'intervenante.

Or, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur agit en gestionnaire prudent et diligent d'un actif de grande valeur économique et stratégique, tel que l'est le réseau de transport.

D'ailleurs, l'Entente de raccordement prévoit ce qui suit:

« 7. PROPRIÉTÉ, COÛT DE RÉPARATION OU DE REMPLACEMENT ET MODIFICATION DU RACCORDEMENT

Tous les appareils, équipements, lignes électriques et moyens de communication faisant partie des travaux d'intégration sont la propriété du Transporteur, lequel en assure l'exploitation et la maintenance pendant la durée de la présente entente. Le Transporteur assume, à ses frais, la réparation ou le remplacement de ceux-ci.

Le Transporteur peut, après avoir transmis un avis au Producteur, modifier les travaux d'intégration relatifs aux projets connexes décrits à l'annexe III dans la mesure où ces modifications n'entraînent pas de délais additionnels ni de hausse de coûts pour le Producteur. » (*Nous soulignons*)

La date de mise en service finale, selon le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet, est prévue pour le mois de décembre 2020. Il y a donc une période d'environ dix ans qui séparent la date de signature de l'Entente de raccordement et la date de mise en service finale du Projet.

L'Entente de raccordement prévoit la possibilité, pour le Transporteur, de modifier les travaux d'intégration au réseau de transport d'électricité du complexe hydroélectrique de la Romaine. Il s'agit d'une disposition contractuelle requise par le Transporteur afin d'être en mesure de s'adapter à l'évolution constante du réseau de transport en adéquation avec les besoins des clients du Transporteur.

Comme mentionné précédemment, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur, agissant en gestionnaire prudent et diligent, pourrait être amené à considérer, si le cas se présente, des options différentes de configurations de son réseau.

Avec la perspective d'un Projet de longue durée, comme celui en cause, le Transporteur mentionne à sa demande d'autorisation d'investissements pour le Projet, qu'il ne peut « [...] apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité » [note de bas de page omise]. Il s'agit d'une approche présentée systématiquement par le Transporteur qui a reçu l'aval de la Régie à de nombreuses reprises que l'intervenant tente de dénaturer en alléguant que le Projet présenté par le Transporteur n'est pas final.

Or, tel que l'a amplement démontré le Transporteur, le Projet repose sur des études complètes et exhaustives et les solutions de raccordement présentées par le Transporteur sont viables et optimales tant au niveau des coûts que des éléments techniques.

De plus, le Transporteur dispose des outils contractuels et réglementaires afin de s'ajuster aux circonstances. Cette faculté d'adaptation et le fait que le réseau de transport évolue constamment ne font pas en sorte de remettre en doute le caractère final et optimal du Projet à l'étude.

À l'évidence, les allégations de l'intervenant à cet égard, qui par ailleurs ne reposent sur aucune analyse sérieuse, doivent être rejetées par la Régie. »

[94] Pour ces motifs, la Régie de l'énergie réitère le dispositif de la décision D-2011-083.

Richard Lassonde
Régisseur

Représentants :

- Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^e André Turmel;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représentée par M^e Dominique Neuman.

