C A N A D A

R É G I E D E L' É N E R G I E

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-4052-2018

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 KV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

RÉPLIQUE DU TRANSPORTEUR

Table des matières

1. INTRODUCTION 3

2. ASPECTS GÉNÉRAUX 3

3. ASPECTS SPÉCIFIQUES 3

3.1. RÉPLIQUE À L'ASSOCIATION DES HÔTELIERS DU QUÉBEC ET L'ASSOCIATION DES RESTAURATEURS DU QUÉBEC (« AHQ-ARQ ») 3

3.2. RÉPLIQUE À L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ ET LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC (« AQCIE-CIFQ ») 8

3.3. RÉPLIQUE À NALCOR ENERGY MARKETING CORPORATION (« NEMC ») 12

3.4. RÉPLIQUE À STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES ET L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (« SÉ-AQLPA ») 19

4. CONCLUSION 25

1. INTRODUCTION

Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») a reçu les argumentations des intervenants suivants :

- L'Association des hôteliers du Québec et l'Association des restaurateurs du Québec (« AHQ-ARQ ») ;
- L'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et le Conseil de l'industrie forestière du Québec (« AQCIE-CIFQ ») ;
- Nalcor Energy Marketing Corporation (« NEMC ») ;
- Stratégies Énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (« SÉ-AQLPA »).

En conformité avec les instructions de la Régie, le Transporteur offre à la Régie de l'énergie (la « Régie ») sa réplique aux arguments des intervenants.

2. ASPECTS GÉNÉRAUX

Le Transporteur réitère que la preuve documentaire produite, y incluant les affirmations solennelles en appui à sa demande, sont complètes, probantes et contiennent toutes les informations requises selon le cadre réglementaire applicable.

Au soutien de sa réplique, le Transporteur réitère le contenu de sa plaidoirie déposée le 18 mars 2019 (sous la cote B-0094). En outre, il réplique plus spécifiquement à certains aspects des argumentations des intervenants.

3. ASPECTS SPÉCIFIQUES

3.1. Réplique à l'Association des hôteliers du Québec et l'Association des restaurateurs du Québec (« AHQ-ARQ »)

L'AHQ-ARQ a déposé son argumentation au dossier de la Régie le 25 mars 2019[1].

Aux pages 2 et 3 de son argumentation, l'Intervenant plaide que :

> *Au contraire, l'AHQ-ARQ a présenté une preuve plus que convaincante quant à l'absence de démonstration de la nécessité du projet par le Transporteur. De façon subsidiaire, elle a aussi*

[1] Argumentation écrite de l'AHQ-ARQ, datée du 22 mars 2019.

fait la démonstration probante que l'analyse économique de la solution proposée (solution 1) par le Transporteur était bien loin de rencontrer son fardeau de preuve et même que la solution de compensation série (solution 3) était plus optimale sur le plan économique. […]

Autrement dit, il n'y a plus la même urgence à laquelle le Transporteur prétendait en début de dossier en raison du report de la centrale Romaine-4, bien que cette « urgence » soit niée de toute façon.

Dans ce contexte, il serait loisible à la Régie d'indiquer au Transporteur les erreurs qu'il devrait corriger dans ses analyses et de l'inviter à soumettre une nouvelle preuve où celles-ci seraient corrigées plutôt que de simplement refuser le projet. L'AHQ-ARQ soumet respectueusement que la Régie aurait le pouvoir de procéder de cette façon dans le respect du droit des parties d'être entendues.

En réplique, le Transporteur exprime son désaccord avec ces allégations et réitère que la planification du Projet a été faite selon les règles de l'art et qu'elle repose, à l'instar de l'ensemble des projets présentés à la Régie par le passé, sur l'application et le respect des critères de conception du réseau.

L'application de ces critères permet d'obtenir un réseau qui ait le même niveau de fiabilité que l'ensemble de l'industrie[2].

Le Transporteur rappelle que le renforcement du réseau est requis dès maintenant. Le Projet (la solution 1) permet de respecter les critères de fiabilité du réseau au meilleur coût tout en offrant, par rapport à la solution de compensation série (solution 3), une flexibilité d'exploitation nettement supérieure et une meilleure sécurisation contre le verglas.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

<u>Aux pages 3 à 5 de son argumentation</u>, l'Intervenant ne fait que reprendre les recommandations décrites dans son Mémoire amendé (12 février 2019). À la page 6 de son argumentation, l'Intervenant mentionne que le Transporteur n'aurait pas « répondu à la preuve de l'AHQ-ARQ en audience ».

En réplique, le Transporteur réitère son désaccord avec ces recommandations ainsi que les allégations sur lesquelles elles trouvent appui. Avec respect, le Transporteur nie l'allégation de l'Intervenant selon laquelle il n'a pas valablement repoussé les allégations offertes par ce dernier. À ce sujet, le Transporteur considère comme étant reproduits en entier à la présente réplique, les pages 25 et suivantes de sa plaidoirie ainsi que les

---

[2] HQT-5, Document 1, page 5.

témoignages qui y sont décrits qui recensent les lacunes des démonstrations de l'Intervenant.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Aux pages 6, 7 et 8 de son argumentation, l'Intervenant reprend, sous la forme d'une argumentation, les recommandations 1 à 3 décrites au Mémoire amendé de l'AHQ-ARQ (12 février 2019) et mentionne ce qui suit :

> *Aucune démonstration de cet estimé n'a été fourni par le Transporteur pour ce soi-disant 1000 MW.*
>
> *La preuve a démontré qu'aucun automatisme RPTC n'était nécessaire avant l'hiver 2017-2018 pour assurer la fiabilité du réseau. […]*
>
> *Ces deux prétentions sont fondées sur les prémisses erronées dont il a été question plus haut, à savoir que 1000 MW d'augmentation de la prévision de la demande serait nécessaire sur la Côte-Nord. Avec égard, cet argument est circulaire de toute façon.*
>
> *En ce qui a trait à la production raccordée, le Transporteur fait tout simplement fi de la preuve présentée en audience en référant la Régie à sa réponse à la demande de renseignements numéro 4 […]*
>
> *Le Transporteur n'a contesté aucune de ces évaluations de MW surestimés[3] […]*

De plus, aux pages 11 et 12 de son argumentation, l'Intervenant conclut son argumentation et mentionne ce qui suit :

> *En effet, tel que mentionné précédemment, un écart de 460 MW, que ce soit pour une surestimation de la production ou encore pour un accroissement de la consommation en amont du corridor Manic-Québec (notamment pour la cryptographie appliquée aux chaines de blocs comme l'on demandé divers intervenants dans ce dossier), serait suffisant pour éliminer le besoin du projet.*

En réplique, le Transporteur exprime son désaccord avec ces allégations pour les raisons exposées ci-après.

- La valeur de 1 000 MW provient d'analyses du comportement dynamique du réseau prouvant qu'en ajoutant cette quantité de charge à la prévision 2018, le Projet n'aurait pas été requis. Une étude devrait toutefois être réalisée afin de confirmer que, compte tenu de la localisation exacte de l'augmentation de charge

[3] L'Intervenant référant à ses allégations sur les centrales pertinentes pour le corridor, la puissance éolienne et les indisponibilités forcées de groupes turbines-alternateurs.

et des renforcements précis aux réseaux régionaux pour raccorder cette nouvelle charge, le Projet n'est effectivement pas requis à ce niveau de demande[4].

- L'Intervenant obvie entièrement les commentaires du Transporteur fournis en audience[5] et base toujours son argumentation sur des bilans pour tenter de montrer que le Projet ne serait pas requis. Comme mentionné en audience, le Transporteur rappelle que le respect des critères de conception du réseau ne peut pas être déterminé par de simples bilans ; des analyses du comportement dynamique du réseau, réalisées par des experts en la matière, sont nécessaires. Or, l'Intervenant n'a pas procédé à de telles analyses.
- L'Intervenant réaffirme encore que la production devrait être réduite pour tenir compte de divers facteurs comme l'indisponibilité forcée des groupes ou la non-simultanéité de la puissance éolienne. Comme mentionné en audience, le Transporteur rappelle que bien que ces diminutions aient leur sens dans un exercice de bilan de puissance pour des fins d'approvisionnement, il n'est pas approprié d'appliquer de telles diminutions lors d'un exercice de dimensionnement du réseau. Si on considérait ces réductions, cela engendrerait de la congestion sur le réseau qui limiterait l'accès aux ressources et donc qui diminuerait la quantité des ressources disponibles pour l'approvisionnement[6].
- Une fois de plus, l'Intervenant confond des concepts d'exploitation et de planification en soutenant que la nécessité d'un automatisme temporaire, ajouté à la suite des analyses de limites de transit réalisées dans le cadre de l'exploitation du réseau, peut servir à évaluer le besoin de l'ajout du Projet en planification. Comme mentionné en audience, seules des analyses en fonction des critères de conception peuvent conduire à la conclusion que le Projet est nécessaire, comme en l'instance. En considérant la baisse de la prévision de la demande d'environ 1 000 MW, il est tout à fait raisonnable d'identifier ce changement comme l'un des déclencheurs de la présente problématique.
- Les hypothèses utilisées par le Transporteur afin de dimensionner le réseau sont justes et légitimes. En appliquant les critères de conception avec cet ensemble d'hypothèses, cela permet d'obtenir un réseau exploitable en tout temps. Le Transporteur rappelle que dans cet exercice de dimensionnement, le réseau initial est noble et ne tient donc pas compte des potentiels retraits que l'exploitant subira[7] contrairement à ce que l'Intervenant exprime dans son argumentation[8].

---

4 NS du 26 février 2019, pages 85 et 86 notamment.
5 NS du 26 février 2019, pages 90 et 91 notamment.
6 NS du 26 février 2019, pages 15 à 18.
7 Plaidoirie du Transporteur (B-0094), page 27.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Aux pages 9 à 11 de son argumentation, l'Intervenant reprend ses recommandations subsidiaires, qui concernent l'analyse économique réalisée par le Transporteur. L'Intervenant mentionne généralement que le Transporteur n'a pas « répondu » à ses allégations offertes en témoignage, que des « erreurs du passé » subsistent, que la solution 3 (compensation série) est erronément pénalisée et que les coûts évités utilisés par le Transporteur sont périmés.

En réplique, le Transporteur exprime son désaccord avec ces arguments.

En ce qui concerne la sécurisation contre le verglas, le Transporteur réitère que le corridor Manic-Québec fait partie des axes ciblés à cette fin, comme montré à la pièce HQT-1, Document 2, annexe G du dossier R-3522-2003[9]. Le Projet s'inscrit donc dans la stratégie du Transporteur de sécurisation de son réseau à déployer selon l'évolution des divers projets, dont celui en cause[10]. Du fait que la solution 3 n'offre pas le service de sécurisation intrinsèque à la solution 1, l'analyse de sensibilité faite par le Transporteur offre les informations nécessaires à l'appréciation de la valeur de ce service en fournissant les coûts de renforcement de la solution 3[11], informations qui ne sont fournies qu'à titre indicatif, puisqu'elles n'ont pas été ajoutées à l'analyse économique présentée au dossier.

Pour les coûts évités utilisés par le Transporteur, ils étaient les plus récents approuvés par la Régie au moment du dépôt du dossier. Le Transporteur a démontré[12] que le Projet est toujours rentable en considérant les coûts évités les plus faibles du Distributeur au cours des six dernières années[13].

Le Transporteur rappelle qu'il a également offert dans le présent dossier une analyse économique sur 70 ans qui reflète plus adéquatement la portée structurante du Projet de ligne. Dans cette analyse, la solution 1 est largement favorable. Selon le Transporteur, cela démontre sans équivoque la prudence et la robustesse de l'analyse qu'il a réalisée.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

---

8 Argumentation de AHQ-ARQ, page 8, paragraphe 3.
9 NS du 26 février 2019, page 146, lignes 8 à 10.
10 Cet élément de la réplique du Transporteur vise également les représentations contenues à la section 4.6 de l'argumentation de NEMC.
11 HQT-2, Document 1.1 révisé, page 24.
12 HQT-2, Document 1.1 révisé, page 20.
13 Coûts évités approuvés par les décisions D-2016-033 et D-2014-035. Le Transporteur souligne que l'utilisation des plus récents coûts évités approuvés par la Régie à sa décision D-2019-027, pages 72 à 83 (dossier R-4057-2018) n'affecte aucunement la rentabilité du Projet puisqu'ils sont supérieurs à ceux utilisés par le Transporteur dans son analyse de sensibilité.

3.2. Réplique à l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et le Conseil de l'industrie forestière du Québec (« AQCIE-CIFQ »)

L'AQCIE-CIFQ a déposé son argumentation au dossier de la Régie le 22 mars 2019[14].

Aux paragraphes 2 et 3 de son argumentation, l'Intervenant plaide ce qui suit :

> *[…] Doit-on accueillir un projet d'investissement de 792 M$ pour permettre au Transporteur d'opérer son réseau sans contraintes et d'assurer à sa clientèle de point à point qu'elle n'aura pas à limiter le moindrement ses exportations dans l'hypothèse d'un réseau qui pourrait se trouver dégradé au cours de certaines des quelque 100 heures de pointe de la charge locale ou doit-on plutôt favoriser le recours aux diverses mesures préconisées par les intervenants pour réduire le transit dans une telle hypothèse ?*
>
> *[…] et qu'aucune difficulté ne se pose, selon le Transporteur, dans le corridor Manic-Québec au cas de réseau en situation noble, mais uniquement dans l'hypothèse d'un réseau dégradé, situation lors de laquelle l'exigence d'absence de congestion ne trouve pas application, selon notre compréhension de la décision D-2012-010.*

En réplique, le Transporteur exprime son désaccord avec ces allégations et arguments. Comme mentionné en audience, la limitation de transit maximale permise par les critères de conception en condition de réseau dégradé est de 1 500 MW et le Transporteur considère déjà cette valeur. Le recours à d'autres moyens de restriction de transit supplémentaires n'est pas permis par les critères de conception. Cela créerait de la congestion sur le réseau, ce qui limiterait l'accès aux ressources et donc diminuerait la quantité des ressources disponibles pour l'approvisionnement[15].

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Au paragraphe 6 de son argumentation, l'Intervenant plaide ce qui suit :

> *L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que la décision à rendre sur cette question doit l'être en tenant compte du principe de proportionnalité, du rapport entre les sommes à investir et les fins recherchées. Comme le signalait l'analyste de l'AHQ-ARQ, lors de sa présentation en audience, il convient de décider si le projet du Transporteur répond à un besoin, pas seulement à une envie.*

En réplique, le Transporteur exprime son désaccord avec ces allégations et arguments. L'application des critères de conception du réseau par le Transporteur n'est pas optionnelle. L'application de ceux-ci dans le passé a contribué à construire le réseau de transport fiable que l'on connaît aujourd'hui. Le respect des critères est tout aussi requis

---

[14] Argumentation de l'AQCIE et du CIFQ du 22 mars 2019.
[15] NS du 26 février 2019, page 17.

pour l'avenir du réseau ainsi que nécessaire pour concevoir un réseau ayant le même niveau de fiabilité que l'ensemble de l'industrie et des réseaux voisins lorsqu'on prend en compte les particularités du réseau du Québec.

Le besoin à la base du Projet a été clairement identifié et exprimé en audience ; les déclencheurs ont été bien définis et sont probants. En regard de ce besoin, le Transporteur a présenté le Projet optimal d'un point de vue technique et économique pour rétablir le niveau de fiabilité du réseau, comme sa preuve le démontre.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Aux paragraphes 10 et 11 de son argumentation, l'Intervenant plaide ce qui suit :

> *Le Transporteur soutient également, à la page 31 de sa plaidoirie, qu'il ne serait pas en droit de conclure avec le Producteur ou tout autre client une entente visant à limiter le niveau de transit dans certaines circonstances en vue d'éviter d'avoir à investir des sommes considérables pour la construction ou le renforcement de lignes.*
>
> *Les intervenants soumettent qu'ici encore la position du Transporteur est contraire à l'esprit de la loi. Telle entente n'est certainement pas interdite par la Loi sur la régie de l'énergie ou par les Tarifs et conditions des services de transport, encore qu'à leur avis elle devrait être soumise à l'approbation de la Régie, particulièrement s'il s'agit d'une entente entre le Transporteur et son affilié, le Producteur. La Régie, quant à elle, aurait compétence pour en décider, en vertu du paragraphe 5° de l'article 31 de sa loi constitutive, en respectant l'esprit de son article 5.*

En réplique, le Transporteur exprime son désaccord avec ces arguments et rappelle que selon le cadre réglementaire en vigueur, il est responsable de fournir les services de transport auprès de l'ensemble de sa clientèle selon le niveau de fiabilité attendu. Ainsi, la conclusion d'éventuelles ententes, au gré de tiers et au surplus avec une nécessaire compensation, afin de limiter le transit, est incompatible avec la responsabilité et la mission du Transporteur ainsi qu'avec les demandes de sa clientèle. De plus, le Transporteur réitère que l'éventail des solutions analysées et présentées en cette instance respecte le cadre réglementaire ainsi que les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* »). L'établissement d'ententes avec les clients pour résoudre des enjeux de fiabilité, comme proposé par l'Intervenant, n'existe pas[16], en plus de ne pas respecter les critères de conception du réseau.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

[16] NS du 26 février 2019, page 154, lignes 13 à 23.

Aux paragraphes 12 à 16 de son argumentation, l'Intervenant plaide sa vision propre de la décision D-2010-160 dans un effort de tenter, avec égards erronément, de l'associer aux faits de la présente.

En réplique, le Transporteur précise que les faits à la base de la plainte, ayant donné lieu à la décision précitée, concernent la coordination des capacités de transit avec des réseaux voisins dans le contexte de mise en place de l'ordonnance 890 de la FERC. Ainsi, le Transporteur effectuait des travaux en vue d'aligner les capacités de transit affichées sur OASIS avec celles affichées sur les réseaux voisins. La question en litige concernait la qualification des droits découlant de demandes, de la part d'un client, de renouvellement de ses conventions de service de transport ferme de long terme, le tout dans le cadre de ce processus d'harmonisation de capacités de transit entraînant une réduction de capacités fermes disponibles sur l'interconnexion en cause. Par sa décision, la Régie a précisé comme suit[17] :

> *[100] À la lumière des ordonnances et décisions de la FERC, la Régie retient les principes suivants aux fins de la présente décision :*
>
> *- L'article 2.2 accorde à un client existant d'un service de transport ferme de long terme d'une durée de contrat d'un an ou plus un droit de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration de sa convention de service, à la condition de transmettre un préavis en ce sens dans le délai prescrit. Ce droit existe, qu'il y ait ou non des demandes concurrentes;*
>
> *- Un transporteur a la responsabilité de s'assurer que la capacité sur son réseau de transport est suffisante pour répondre aux demandes des clients qui détiennent des droits de renouvellement;*
>
> *- Une demande de renouvellement ne peut être traitée comme une nouvelle demande;*
>
> *- Les limitations ou restrictions au droit de renouvellement doivent être précisées dans la convention de service initiale.* (Nous soulignons)

Dans le cadre de la présente audience, à la suite des interrogations à l'égard du traitement, en mode planification, du renouvellement de conventions de service de clients du service de transport ferme de point à point de long terme, le Transporteur précise qu'il importe de retenir que cette dernière décision[18] illustre l'essence du droit de renouvellement. Celui-ci, aux termes de l'article 2.2 des *Tarifs et conditions*, accorde à un client existant du service de transport ferme d'une durée de contrat de cinq ans ou plus[19] un droit de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration de sa

---

[17] Voir également la plaidoirie du Transporteur (B-0094), pages 30-31.
[18] Notamment ses paragraphes 81-84, 93, 94, 109.
[19] Durée portée d'un à cinq ans aux termes des décisions D-2012-010 et D-2012-069, comme indiqué à la plaidoirie du Transporteur (B-0094), note 77.

convention en donnant un préavis de renouvellement dans le délai prescrit à cet article. Ainsi, le Transporteur, dans ses simulations en mode planification, doit considérer ces contrats en vigueur et doit présumer de leur renouvellement à leur échéance respective.

L'objectif du Transporteur n'est pas de répondre partiellement aux demandes de ses clients en les soumettant à des contraintes qui puissent causer des interruptions de services, comme semble le suggérer l'Intervenant. Le Transporteur a plutôt l'obligation de répondre aux demandes de tous ses clients et de planifier un réseau qui soit apte à rendre les services attendus selon le niveau de fiabilité qui découle de l'application des critères de fiabilité et de conception applicables au réseau du Transporteur.

La preuve administrée par le Transporteur en cette instance est probante en ce qu'elle établit que le Projet est requis afin que la clientèle puisse bénéficier d'une alimentation en électricité fiable, laquelle découle directement d'un réseau de transport fiable et conçu notamment selon les critères de conception du Transporteur.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

3.3. Réplique à Nalcor Energy Marketing Corporation (« NEMC »)

NEMC a déposé son argumentation au dossier de la Régie le 22 mars 2019[20].

Aux paragraphes 14 à 48 de son argumentation, l'Intervenant plaide sa vision tronquée propre du cadre réglementaire applicable à la demande en cause présentée par le Transporteur ainsi qu'à son intégration, si la Régie y donne son aval, à la base de tarification. L'Intervenant plaide également des décisions antérieures de la Régie concernant l'adoption de l'appendice K des *Tarifs et conditions* intitulé : Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport. L'Intervenant plaide aussi le « risque de discrimination indue et de traitement inéquitable dans le cadre de l'accès et de la planification » du réseau. Par la suite, l'Intervenant s'exprime sur le sujet de la « causalité des coûts », alléguant que le Projet « aura vraisemblablement pour effet de favoriser le projet de la Centrale de Sainte-Marguerite-3 » pour ainsi « favoriser indûment le Producteur ».

Le Transporteur a réfuté, par sa preuve documentaire et ses témoignages en audience, les éléments contenus aux paragraphes précités, qui, avec respect, sont de la nature d'un procès d'intention et qui ne reposent sur aucune assise factuelle ou réglementaire valable et recevable en cette instance. Au surplus, ces éléments sont pour l'essentiel hors du cadre juridique et réglementaire applicable à la présente demande d'autorisation et de ce fait sans valeur comme ci-après décrit.

La demande d'autorisation en cette instance doit être décidée à l'aide du cadre réglementaire applicable. En vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), le Transporteur demande 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 (le « Règlement »), pour la construction du Projet. L'analyse et la détermination de la demande du Transporteur doivent être réalisées en conformité avec ce cadre selon les règles qui prévalent au moment de son dépôt.

Comme la Régie le mentionne à sa décision D-2011-124, page 9 :

> *2.3.2.1 Cadre d'analyse d'une demande sous l'article 73 de la Loi […]*
>
> *[29] L'article 73 de la Loi — lu et appliqué dans son contexte — et le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie imposent un cadre d'analyse rendant pertinent, pour l'essentiel, le questionnement suivant :*
>
> *- Quels sont les objectifs visés par le Projet?*

[20] Plan d'argumentation de Nalcor Energy Marketing Corporation (« NEMC »).

- Ces objectifs sont-ils utiles ou nécessaires à la prestation du service de distribution d'électricité?

- Le Projet est-il justifié en relation avec les objectifs visés?

- Les coûts associés au Projet sont-ils justifiés et raisonnables?

- Les études de faisabilité et les analyses de sensibilité sont-elles satisfaisantes?

- Quel est l'impact des coûts du Projet sur les tarifs de distribution d'électricité?

- Quel est l'impact du Projet sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité?

- Est-ce que d'autres solutions ont été envisagées par le Distributeur pour atteindre les objectifs qu'il vise?

Comme la Régie le mentionne dans sa décision D-2010-024 (page 6) :

« La Régie rappelle également aux intervenants qu'ils doivent limiter leur intervention aux enjeux prévus à l'article 73 de la Loi. [...] ».

L'analyse de la demande d'autorisation du Transporteur doit se faire en respectant le cadre réglementaire précité et appliqué de longue date par la Régie. Toute plaidoirie qui déborde de ce cadre devrait être, le Transporteur le soumettant respectueusement, écartée par la Régie. Ainsi, les arguments soumis en plaidoirie par l'Intervenant qui remettent en cause le cadre réglementaire, qui s'appuient sur des décisions antérieures de la Régie concernant l'adoption de l'appendice K des *Tarifs et conditions* ainsi que les allégations de *« risque de discrimination indue et de traitement inéquitable dans le cadre de l'accès et de la planification »* du réseau, outre qu'ils ne soient aucunement appuyés sur une preuve offerte à l'audience, débordent clairement du cadre réglementaire applicable à la demande du Transporteur.

Également, tout l'argumentaire développé par l'Intervenant sur le sujet de la « causalité des coûts », outre qu'il ne soit aucunement appuyé sur une preuve offerte à l'audience, n'est tout simplement pas soumis dans le bon forum et doit être écarté par la Régie. Ce type de discussion doit avoir lieu dans le cadre d'une audience de nature tarifaire à l'occasion de laquelle la Régie peut, conformément à la Loi, se saisir de tels enjeux. L'analyse de la demande en l'instance doit se faire en conformité avec la Loi et le Règlement, ainsi que les principes réglementaires actuels et en vigueur, à l'exclusion de tels arguments clairement hors de la sphère juridictionnelle applicable à la présente instance.

Par ailleurs, l'Intervenant s'exprime également sur la juridiction de la Régie ainsi que sur le fardeau de preuve du Transporteur lors de l'inclusion à la base de tarification d'actifs construits à la suite d'une autorisation de la Régie selon l'article 73 de la Loi.

En réplique, soulignons d'abord que 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)[21].

De plus, à l'évidence, cette plaidoirie ou argumentaire de l'Intervenant concernant l'inclusion à la base de tarification n'est pas pertinent aux fins de la détermination de la Régie en cette instance à l'égard du Projet en cause. Toutefois, le Transporteur souligne à la Régie son profond désaccord à l'égard de la plaidoirie de l'Intervenant sur ce sujet qui fait abstraction de décisions phares de la Régie en la matière[22]. La Loi, à son article 49, ne saurait permettre qu'un intéressé conteste avec succès les motifs et conclusions d'une décision rendue par la Régie, et ce par la remise en cause de l'affectation des coûts de ce projet et du mode de récupération qui y est associé, qui ont été retenus par décision finale de la Régie selon l'article 73 de la Loi. Avec égards, l'Intervenant plaide des arguments qui nient le cadre réglementaire et législatif ainsi que le caractère final des décisions de la Régie et le Transporteur s'inscrit en faux à cet égard.

La demande du Transporteur et la preuve probante offerte en l'instance démontrent que les coûts du Projet sont clairement associés à la catégorie Maintien et amélioration de la qualité du service[23]. Selon la décision D-2002-95, ces coûts sont récupérables auprès de l'ensemble de la clientèle[24], puisque ce sont tous les clients qui en bénéficient.

La décision à venir, avec respect sans préjuger de son contenu et sous réserve de recours en révision, sera finale et bénéficiera d'une présomption absolue en ce qui concerne ses objets. Cette présomption absolue s'étendra aux motifs qui feront corps avec le dispositif de la décision à venir. Le dispositif de la décision à venir et les motifs sur lesquels il repose ne sauraient être remis en cause dans une instance subséquente

---

[21] Extrait cité : *[89] La Régie rappelle que le Règlement limite l'analyse au projet soumis et indique au demandeur quelles sont les informations qu'il doit soumettre en appui à sa demande. Sans porter de jugement sur leur pertinence ou leur bien fondé, 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.*

[22] Notamment la décision D-2005-050, aux pages 49 à 52.

[23] NS du 26 février 2019, pages 148 ; lignes 17-25 et 149, lignes 1-13.

[24] R-3401-98, décision D-2002-95, page 297.

en vertu du principe de l'autorité de la chose jugée, qui s'appliquera alors à la décision de la Régie qui résultera de l'exercice d'une fonction juridictionnelle[25] en cette instance.

Les déterminations finales qui seront contenues à la décision à venir, avec respect sans préjuger de son contenu et sous réserve de recours en révision, seront arrimées aux faits, à la Loi et au Règlement et elles ne sauraient être révisées par une autre formation de la Régie exerçant sa juridiction selon l'article 49 de la Loi, dont la finalité est différente.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Aux paragraphes 49 à 66 de son argumentation, l'Intervenant plaide généralement que le Projet soumis pour autorisation résulte « d'autres objectifs et raisons », que l'intégration des centrales du complexe hydroélectrique de la Romaine est la cause véritable du Projet du Transporteur et que les coûts du Projet devraient être assumés par le Producteur.

En réplique, le Transporteur souligne qu'il a réfuté, par sa preuve documentaire et ses témoignages en audience, les éléments contenus aux paragraphes précités, qui, avec respect, ne reposent sur aucune assise factuelle ou réglementaire valable et recevable en cette instance.

Le Transporteur rappelle, comme il l'a expliqué à l'audience[26], que les ajouts requis pour chaque nouvelle intégration ou nouveau besoin sont étudiés en séquence. Cette séquence est primordiale puisque c'est celle-ci qui sert à déterminer les déclencheurs des projets.

Comme mentionné à l'audience par le Transporteur, les ajouts requis pour intégrer les quatre centrales du complexe de la Romaine ont été déterminés en 2004. Les éléments déclencheurs du Projet sont complètement étrangers à la demande de raccordement du Producteur et distincts de cette dernière[27]. En fonction de ce qui était connu en 2004, le réseau planifié à la mise en service des centrales du complexe de la Romaine, y compris les centrales de la Romaine-3 et de la Romaine-4, respectait l'ensemble des critères de conception du réseau[28].

---

[25] La décision d'autoriser, ou non, un projet d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi est quasi judiciaire puisqu'elle affecte directement les droits de la personne qui demande l'autorisation, qu'elle applique les critères généraux établis à la Loi et au Règlement au projet particulier qui lui est soumis au terme d'une audience publique comportant un débat contradictoire entre le Transporteur et les intervenants.

[26] HQT-5, Document 1, page 9.

[27] NS du 26 février 2019, pages 41-42.

[28] NS du 26 février 2019, page 37.

En 2013 et 2014, à la suite de la baisse de la prévision du Distributeur, les études du Transporteur ont montré que le réseau planifié pour 2021 ne respectait plus les critères de conception du réseau. Donc, dans la séquence, les fermetures des centrales et la baisse de prévision du Distributeur arrivent bien après que les ajouts pour le complexe de la Romaine ont été autorisés par la Régie.

Comme amplement démontré à l'audience par le Transporteur, l'intégration des centrales de la Romaine-3 et de la Romaine-4 n'est donc pas le déclencheur du projet Micoua-Saguenay malgré les prétentions de l'Intervenant.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Aux paragraphes 67 à 105 de son argumentation, l'Intervenant plaide et critique l'analyse économique réalisée par le Transporteur en appui au Projet. En bref, l'Intervenant plaide que le facteur de pertes, les coûts évités des pertes en énergie ainsi que des pertes en puissance utilisés sont tous trop élevés, en plus de contester l'avantage du Projet en ce qui concerne la sécurisation contre le verglas.

En réplique, le Transporteur réaffirme ses démonstrations probantes faites à l'audience selon lesquelles les volumes de pertes en énergie découlant du calcul avec le polynôme ont été validés sur le réseau 2017 ajusté et sont du bon ordre de grandeur[29]. Il est de plus justifié d'utiliser les coûts évités du Distributeur pour valoriser les pertes évitées puisque celui-ci est responsable de fournir en tout temps les pertes réelles associées au service de transport qui lui est fourni sur le réseau du Transporteur[30].

Le Transporteur rappelle que le Projet est appuyé par une analyse économique robuste et prudente et qu'il représente la solution optimale d'un point de vue technico-économique pour assurer la fiabilité du réseau.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Au paragraphe 75, l'Intervenant avance un facteur de charge de l'ordre de 0,533 tiré de l'étude d'impact du complexe hydroélectrique de La Romaine. En réplique, le Transporteur affirme qu'il s'agit d'un projet bien différent de celui présenté au présent dossier. Le complexe de la Romaine présente un taux d'utilisation plus faible que celui du corridor Manic-Québec.

Les données contemporaines offertes en cette instance par le Transporteur doivent être retenues par la Régie à l'exclusion de toute autre donnée. Avec égards, les arguments de l'Intervenant devraient être rejetés.

---

[29] NS du 26 février 2019, page 144, lignes 7 à 11.
[30] NS du 26 février 2019, page 144, lignes 7 à 25 et page 145, lignes 1 et 2.

Au paragraphe 96, l'Intervenant affirme que *le risque de matérialisation des pertes électriques tel que présenté à la Régie dans le cadre de l'analyse économique relative à la solution 3 n'est pas réaliste (…)*.

En réplique, et comme présenté en audience, le Transporteur rappelle que la situation hypothétique avancée par l'Intervenant, soit celle où la solution 3 serait réalisée et la ligne construite peu après, est justement celle qui constitue le risque de surinvestissement massif que présente la solution 3. En effet, les pertes ne se matérialiseraient que dans l'intervalle entre la construction de la compensation série et celle de la ligne ; cependant, les équipements de compensation série seraient rendus inutiles à la suite de la mise en service de la ligne[31]. On évite donc ce risque de surinvestissement en choisissant la solution 1 qui, en plus, est rentable par rapport à la solution 3, même sans considérer ce risque de surinvestissement[32].

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Au paragraphe 105, l'Intervenant plaide « *que le Transporteur n'a pas considéré de critères de sécurisation liés au risque de verglas lorsqu'il a proposé une solution utilisant de la compensation série pour l'intégration du complexe hydroélectrique de La Romaine en 2011 »*.

En réplique, le Transporteur rappelle que le projet de ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île visait entre autres à permettre l'intégration du complexe de la Romaine, et que la Régie a reconnu dans sa décision sur ce projet de ligne que « *[l]es tronçons de ligne à 735 kV du Projet seront conçus de façon à pouvoir résister à des charges climatiques de glace et de vent plus élevées, critères adoptés par le Transporteur à la suite de la tempête de verglas de 1998, ce qui contribuera à la poursuite de la sécurisation du réseau. »*[33]. Par ailleurs, l'analyse économique produite dans le dossier R-3887-2014 était porteuse d'un volet sécurisation pour les deux scénarios[34].

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Aux paragraphes 106 à 129 de son argumentation, l'Intervenant plaide diverses considérations, à savoir que la capacité de transit associée aux solutions devrait être disponible, que l'intégration de la centrale de la Romaine-3 par l'ajout de compensation série serait un substitut au Projet et que l'impact d'une « hausse probable » de la charge sur la Côte-Nord devrait être considérée par le Transporteur. L'Intervenant conclut enfin que le délai « anormalement élevé et déraisonnable » pour la réalisation de l'étude

---

[31] NS du 26 février 2019, page 77, lignes 10 à 25 et page 79.
[32] NS du 26 février 2019, page 68, lignes 5 à 17.
[33] D-2015-023, page 17.
[34] NS 26 février 2019, page 146, lignes 23 à 25 et page 147, ligne 1 à 5.

d'impact de la demande 215R (accroissement de puissance de la centrale SM-3) a pour effet de favoriser le Producteur.

En réplique, le Transporteur rappelle que la prévision du Distributeur ne prévoit aucune hausse de charge sur la Côte-Nord qui pourrait influencer la nécessité du Projet[35]. En ce qui concerne la demande 215R, le délai est causé par la complexité des études séquentielles à réaliser et n'est pas inhabituel[36]. Peu importe le délai, dans la séquence des études, la demande 215R est postérieure aux déclencheurs ainsi qu'aux études pour le projet Micoua-Saguenay, dont la réalisation s'amorce en 2013[37]. Que le projet lié à la centrale SM-3 se réalise ou non, le Projet est nécessaire à la fiabilité du réseau et économique.

Au paragraphe 111, l'Intervenant fait abstraction de la réalité en ignorant le fait que la centrale de la Romaine-4 sera mise en service et contemple des solutions techniques inadéquates. Le Transporteur rappelle que les solutions proposées sont les solutions minimales qui répondent à la problématique. Il rappelle également que le déploiement de telles solutions, notamment la compensation série, ne peut se faire sans ignorer les contraintes techniques et d'exploitation ainsi que l'incidence sur les coûts d'un morcellement des interventions[38].

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

---

[35] N.S. du 26 février 2019, page 11, lignes 1 à 7.
[36] N.S. du 27 février 2019, pages 80 à 83.
[37] HQT-2, Document 1.1 révisé, page 5, lignes 25-28.
[38] NS du 27 février 2019, pages 132 et 133.

3.4. Réplique à Stratégies Énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (« SÉ-AQLPA »)

SÉ-AQLPA a déposé son argumentation au dossier de la Régie le 25 mars 2019[39].

Avec égards, de l'avis du Transporteur, l'Intervenant s'attache à développer un argumentaire dissocié du cadre d'analyse du présent dossier, en soumettant des considérations faisant appel à une lecture différente, lire erronée, de la Loi, du Règlement et des *Tarifs et conditions*. L'Intervenant offre une plaidoirie détachée du cadre réglementaire en vigueur, sans valablement tenir compte de la conformité et du caractère probant de la preuve du Transporteur en lien avec ce cadre.

Le Transporteur réplique ci-après plus spécifiquement à ces représentations, de manière à compléter les éléments déjà soumis aux sections précédentes. En toile de fond, il importe de souligner à nouveau, comme la Régie l'a mentionné à de très nombreuses reprises, que l'examen des projets d'investissements est un exercice d'analyse technico-économique où l'accent est mis sur les démonstrations économiques et techniques du Projet. Dans cet exercice, le cadre réglementaire en vigueur, et en particulier le Règlement, doivent prédominer sur tout autre argument qui leur soit étranger.

À la section 2.1 de son argumentation, l'Intervenant offre sa lecture du « cadre régulatoire applicable ». Ces propositions, maintes fois offertes par l'Intervenant, n'ont jamais été retenues par la Régie.

En réplique, le Transporteur s'en remet à sa lettre du 7 août 2018 (sous la rubrique 2 intitulée Cadre réglementaire) ainsi qu'à la section 2 de sa plaidoirie. Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

Aux sections 2.2 et 2.3 de son argumentation, l'Intervenant plaide que la catégorisation du Projet du Transporteur est erronée et que les coûts du Projet devraient être catégorisés en « Croissance » et imputés entièrement à l'intégration du complexe de la Romaine au réseau du Transporteur.

En réplique, le Transporteur rappelle qu'en regard des déclencheurs identifiés, la catégorisation en « Maintien et amélioration de la qualité du service » ne fait aucun doute. L'Intervenant plaide que la Régie pourrait opérer une *« une rectification de la catégorisation des investissements et de leur impact tarifaire en découlant (en édictant, le cas échéant, que ceux-ci doivent s'inscrire dans la catégorie de Croissance […] »*.

---

[39] Argumentation de SÉ-AQLPA, datée du 25 mars 2019.

Or, outre que le Transporteur conteste le bien-fondé ainsi que la légalité d'une telle approche proposée à la Régie selon le cadre réglementaire précité, l'application de la catégorie Croissance des besoins de la clientèle exige une démonstration que le Projet soit suscité par des besoins provenant de clients précis. Dans un tel cas, la Loi, à son article 73, prévoit :

> *[…]*
>
> *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° <u>des prévisions de vente du distributeur d'électricité</u> ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;*
>
> *2° <u>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</u> et de la faisabilité économique de ce projet.* (Nous soulignons)

La preuve probante et prépondérante offerte par le Transporteur dans ce dossier ne contient aucune démonstration établissant que le Projet soit suscité par la croissance de la demande de la charge locale ou par un nouveau projet de centrale d'un client des services de transport de point à point. La preuve du Transporteur est à l'effet contraire, à savoir que les déclencheurs du Projet sont une diminution de la prévision de la demande d'électricité dans la zone sous étude ainsi que la fermeture de centrales dans la zone sud du réseau, qui entraînent des problèmes de stabilité pouvant occasionner une panne majeure sur le réseau[40]. Les déclencheurs du Projet sont clairement associés à la catégorie *Maintien et amélioration de la qualité du service*, selon ses caractéristiques applicables et maintes fois appliquées par la Régie[41]. Avec égards, les arguments élaborés par l'Intervenant pour l'application de la catégorie Croissance au Projet sous étude sont complètement détachés de la preuve administrée dans ce dossier et devraient de ce seul fait être rejetés par la Régie.

Les analyses pour l'intégration des quatre centrales du complexe hydroélectrique de la Romaine ont été effectuées en 2004 et les renforcements identifiés à l'époque permettaient leur intégration fiable et sécuritaire au réseau. Les événements postérieurs

---

[40] HQT-5, Document 1, pages 9 à 13.

[41] Voir, par exemple, les décisions D-2004-175 (implantation d'un déglaceur au poste de Lévis), D-2009-109 (mise à niveau du réseau de transport principal) et D-2017-051 (installations d'inductances shunt aux postes du Grand-Brûlé, des Appalaches, Bersimis-1 et Bersimis-2).

(fermeture de centrales et baisse de la prévision de la demande d'électricité) sont donc externes aux analyses effectuées pour cette intégration[42].

Au surplus, l'argumentaire offert par l'Intervenant nie des décisions finales de la Régie et ne saurait être retenu notamment pour les motifs qui suivent.

Le projet de raccordement des centrales du complexe hydroélectrique de la Romaine repose sur de nombreuses déterminations finales de la Régie. Ces décisions ne peuvent valablement être reconsidérées en cette instance ou ailleurs notamment en tentant de revoir la caractérisation de ce projet avec une incidence rétroactive ou prospective.

Les modalités de l'entente de raccordement pour l'intégration des centrales au réseau de transport prévoient la nature des travaux à réaliser ainsi que le versement de la contribution finale pour les travaux d'intégration à la fin du projet de la Romaine. Il s'agit là d'un cadre contractuel constitué qu'il n'est pas possible d'écarter, comme le suggère l'Intervenant.

À titre de rappel, le projet de la Romaine a fait l'objet d'une autorisation finale et inconditionnelle de la part de la Régie. Dans sa décision D-2011-083, la Régie a conclu que l'investissement pour le projet de la Romaine n'avait pas d'impact à la hausse sur les tarifs. La description des travaux à réaliser ainsi que l'établissement du montant de la contribution et les modalités de son versement ont été établis par le Transporteur et son client. Le tout fut confirmé dans l'entente de raccordement, signée par les parties en conformité avec le cadre réglementaire applicable à ce moment. Le Transporteur soutient que la signature de l'entente de raccordement et la décision de la Régie autorisant le projet de la Romaine font en sorte que le cadre contractuel et juridique, y incluant le cadre réglementaire associé, s'impose à toutes les parties prenantes.

La Régie a d'ailleurs tout récemment fermement réitéré ce qui précède par sa décision D-2018-021 aux pages 128 à 137 qui sont ici considérées reproduites et plaidées par le Transporteur.

Avec égards, les commentaires et propositions de l'Intervenant sont à l'évidence contraires aux décisions de la Régie, au cadre réglementaire et au cadre contractuel constitué précités et ils devraient être rejetés par la Régie.

À la section 2.4 de son argumentation, l'Intervenant plaide que les coûts du Projet devraient être placés dans un compte de frais reportés en attente du positionnement du Producteur à l'égard de la demande 251R, soit l'accroissement de puissance de la centrale SM-3.

---

[42] NS du 26 février 2019, pages 36 et 37.

En réplique, le Transporteur indique que cette pratique est complètement étrangère aux pratiques du Transporteur. Cette proposition ne trouve aucune assise réglementaire ou commerciale. La proposition de l'Intervenant contrevient au principe de déclencheur-payeur qui a pourtant été entériné par la Régie[43] et tente d'intégrer, erronément et sans aucune démonstration, une notion de bénéficiaire-payeur qui, elle, a été rejetée par la Régie[44].

Le Transporteur souligne également respectueusement que la Régie, afin de rendre une décision conforme aux articles 18 et 73 de la Loi, ne peut se prononcer partiellement à l'égard de la demande en l'instance, comme le suggère l'Intervenant.

Ainsi, comme l'article 73 de la Loi le prévoit, la Régie doit se prononcer à l'égard de la contribution attendue des clients, découlant de la catégorisation du Projet en cause, afin de rendre une décision qui soit complète et motivée quant à la demande du Transporteur. Il ne peut être envisagé qu'une décision d'autorisation soit rendue sans que la contribution attendue des clients, dit autrement le financement du Projet, ne soit décidée par la Régie. Une telle décision ne serait pas conforme au cadre réglementaire et créerait une situation bancale où le Projet serait autorisé et déclaré d'intérêt public pour la clientèle par la Régie, alors que la clientèle ne serait pas mise à contribution pour ses coûts de réalisation.

La preuve du Transporteur est claire et établit que le Projet est présenté pour le bénéfice de l'ensemble de la clientèle. La décision à venir ne peut considérer la mise en place d'un « compte de frais reportés », comme suggéré par l'Intervenant, qui repousserait à un moment indéterminé, détaché de sa mise en service, la récupération des coûts du Projet par le Transporteur et l'intégration à la base de tarification.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant, ne reposant sur aucune assise réglementaire, légale ou factuelle, devraient être écartés par la Régie.

À la section 3.1 de son argumentation, l'Intervenant plaide le caractère subjectif du « timing » du Projet ainsi que l'insuffisance de la preuve quant à l'instabilité angulaire identifiée par le Transporteur.

En réplique, le Transporteur rappelle qu'il a dûment réalisé toutes les analyses de stabilité requises à l'appui de sa décision de réaliser le Projet. Le Transporteur a de plus scrupuleusement appliqué son processus d'étude en séquence des besoins afin d'identifier à la fois les déclencheurs du besoin et la solution qui le comble. Au demeurant, le Transporteur souligne que les tests de stabilité doivent être interprétés et

---

[43] D-2015-209, par. 689 à 691.
[44] D-2018-152, par. 37 à 44.

analysés par des ingénieurs experts en planification du réseau de transport[45]. Cette analyse est basée entre autres sur des limites en tension et en fréquence. Avant tout, le maintien de la stabilité angulaire des machines est essentiel. La perte de la stabilité angulaire d'un nombre important de machines entraîne une perte du réseau (une panne générale). C'est ce que les études du Transporteur montrent comme conséquence aux événements qu'il a décrits à l'audience.

Le dépôt à la Régie des tests de stabilité, comme demandé par l'Intervenant, relève d'un fardeau de preuve exagéré pour le Transporteur et dépasse le cadre réglementaire. De plus, ce dépôt de tests de stabilité ne permettra pas à la Régie de mieux apprécier le Projet.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

À la section 3.2 de son argumentation, l'Intervenant remet notamment en question l'utilisation par le Transporteur en cette instance de la prévision de la demande provenant du Distributeur.

En réplique, le Transporteur réaffirme qu'il utilise la meilleure prévision disponible produite par des prévisionnistes experts du Distributeur et que celle-ci est approuvée par la Régie. Il n'est pas du ressort du Transporteur de remettre en cause la prévision du Distributeur[46].

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

À la section 3.3 de son argumentation, l'Intervenant remet en cause la solution d'intégration, au réseau de transport, du complexe hydroélectrique de la Romaine, alléguant que le Transporteur a omis de considérer « un projet global d'Hydro-Québec Production de retirer des centrales thermiques ». Ainsi, selon l'Intervenant, la Régie pourrait corriger « cette omission passée » et ce, en imputant les coûts du Projet sous étude au Producteur.

En réplique, le Transporteur rappelle d'abord que l'étude d'intégration des quatre centrales de ce complexe fut réalisée en 2003-2004. Les ajouts au réseau qui en découlent ont fait l'objet de l'entente de raccordement, conclue en 2010 entre le Transporteur et Hydro-Québec Production, déposée au soutien de l'autorisation accordée[47] par la Régie de réaliser le raccordement de ces centrales. Ainsi, il n'est pas fondé d'affirmer, comme le fait l'Intervenant, que le retrait de centrales thermiques,

---

45 NS du 26 février 2019, page 157.
46 N.S. du 26 février 2019, pages 84 et 85.
47 D-2011-083 et D-2011-083 Motifs.

survenant en 2012[48], constitue une « omission passée » de l'étude d'intégration du Transporteur.

La preuve probante du Transporteur établit que les déclencheurs du Projet sont une baisse de la prévision de la demande d'électricité dans la zone sous étude ainsi que la fermeture de centrales dans le sud du réseau qui entraînent des problèmes de stabilité pouvant occasionner une panne majeure sur le réseau[49]. Il n'y a aucun lien avec la solution d'intégration, au réseau de transport, du complexe hydroélectrique de la Romaine, qui par ailleurs bénéficie d'un cadre constitué à maintes reprises réitéré par la Régie.

Avec égards, les commentaires de l'Intervenant devraient être écartés par la Régie.

À la section 3.4 de son argumentation, l'Intervenant plaide notamment que le Projet bénéficiera au Producteur par des coûts réduits d'intégration de l'accroissement de puissance de la centrale SM-3 et que ce dernier devrait donc assumer les coûts du Projet. L'Intervenant plaide aussi pour une réalisation de « la compensation série graduellement, de sorte que cette mise en service pourra être interrompue lorsque l'arrivée de SM3 amènera la construction de la nouvelle ligne ».

En réplique, le Transporteur rappelle ses propos en audience selon lesquels les études reliées à la demande 215R ne sont pas complétées. Lorsqu'elles le seront, si le Producteur va de l'avant avec sa demande et qu'elle se matérialise dans un projet, celui-ci sera présenté à la Régie en conformité avec le cadre réglementaire applicable. Comme mentionné à l'audience, le Transporteur n'a aucune indication quant à la prise de décision éventuelle du Producteur et la demande est sous étude.

Le Transporteur rappelle que le déploiement complet de la solution 3 (compensation série) est requis pour assurer le respect des critères de conception du réseau. Il n'est pas possible de réaliser la compensation série graduellement ou de manière échelonnée dans le temps, car les problèmes de stabilité persisteraient sur toute la période avec la dégradation de la fiabilité correspondante. Également, la mise en place de la compensation série, suivie de la construction de la ligne Micoua-Saguenay, conduirait à un surinvestissement sur le réseau comme l'a expliqué le Transporteur[50]. Enfin, comme indiqué précédemment[51], le Transporteur souliqne que le déploiement de la compensation série ne peut se faire sans ignorer les contraintes techniques et d'exploitation ainsi que l'incidence sur les coûts d'un morcellement des interventions.

---

48 HQT-5, Document 1, page 9.
49 HQT-5, Document 1, pages 9 à 13.
50 HQT-3, Document 1.7, réponses aux questions 2.1 et 2.2 et NS du 26 février 2019, pages 76 à 80.
51 Voir en page 18.

Avec égards, les commentaires ainsi que les conclusions de l'argumentaire de l'Intervenant devraient être rejetés par la Régie.

4. CONCLUSION

La demande du Transporteur et la preuve à son soutien :

- sont conformes au cadre réglementaire ;
- démontrent que le Projet du Transporteur trouve appui sur des démonstrations économiques et techniques probantes.
- démontrent que le Projet du Transporteur constitue la solution optimale pour maintenir et assurer la fiabilité du réseau.

Le Transporteur prie donc la Régie d'accueillir sa demande selon ses conclusions et de rejeter les arguments des intervenants.

Le tout respectueusement soumis.