CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

R É G I E D E L ' É N E R G I E

N° : R-4010-2017

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

Demanderesse

DEMANDE D'AUTORISATION DU RACCORDEMENT DU VILLAGE DE LA ROMAINE AU RÉSEAU INTÉGRÉ

ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR

1. INTRODUCTION

[1] Le 31 juillet 2017, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») déposait auprès de la Régie de l'énergie (la « Régie ») sa demande d'autorisation afin de procéder au raccordement du village de La Romaine (le « Village ») au réseau intégré. Le coût total de ce projet est de 114 M$.

[2] Le 11 août 2017, la Régie diffusait l'avis aux personnes intéressées. La Régie demandait au Distributeur, en plus de diffuser l'avis sur son site web, d'en fournir copie aux intervenants du dossier R-3688-2009. La Régie demandait également à cette même occasion au Distributeur de déposer un complément de preuve traitant :

- de renseignements additionnels relativement aux autres solutions analysées ;
- de la possibilité d'un appel d'offres pour des projets communautaires, en lien avec le *Plan stratégique 2016-2020* d'Hydro-Québec.

[3] Le 24 août 2017, le Distributeur a reçu les demandes d'intervention de Stratégie Énergétiques (SÉ) et du GRAME. Le Distributeur a commenté celles-ci le 29 août 2017.

[4] Le 15 septembre 2017, le Distributeur déposait le complément de preuve demandé par la Régie (HQD-1, document 2 [B-0009]).

[5] Le 4 octobre 2017, la Régie rendait la décision procédurale D-2017-113 venant circonscrire le cadre d'examen du dossier. Par cette décision, la Régie convoquait également une audience afin de s'assurer « *que le Distributeur a envisagé et analysé l'ensemble des solutions ou combinaisons de solutions techniques potentielles pour assurer l'alimentation du village de La Romaine et non seulement celles indiquées à la section 4.2 du dossier*.[1] »

[6] L'audience s'est tenue le 16 novembre 2017. À cette occasion, le Distributeur a présenté les autres options d'alimentation et expliqué notamment le cadre d'analyse applicable à celles-ci.

[7] Le 24 novembre 2017, la Régie rendait sa décision procédurale D-2017-129 portant sur le calendrier procédural pour les prochaines étapes du dossier.

[8] Le 27 novembre 2017, le Distributeur répondait à l'engagement n° 1 demandé par la Régie lors de l'audience.

[9] Le 16 janvier 2018, le Distributeur répondait aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants.

[10] Le 26 janvier 2018, les intervenants SÉ et GRAME déposaient leur mémoire.

[11] Le Distributeur soutient s'être acquitté de son fardeau de preuve et avoir soumis l'ensemble des démonstrations nécessaires au support de sa demande d'autorisation du projet de raccordement, lequel est nécessaire afin de garantir la sécurité de l'alimentation en électricité du Village. La solution retenue est celle permettant de concilier la fiabilité du service avec l'acceptabilité sociale et environnementale, tout en étant la plus avantageuse sur le plan économique.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[12] Le Distributeur a présenté sa demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « LRÉ ») et selon le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

[13] La demande d'autorisation du Distributeur est accompagnée de l'ensemble des renseignements requis par le Règlement et le Guide de dépôt[2], le tout tel qu'il appert de la preuve produite au dossier.

[14] Le Distributeur rappelle que lorsqu'il formule une demande d'autorisation suivant l'article 73 de la LRÉ, l'examen auquel la Régie doit se livrer consiste à vérifier si le projet soumis satisfait aux exigences tant de la LRÉ que du Règlement.

[1] Paragraphe 29.
[2] Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010.

[15] L'analyse de la demande d'autorisation du raccordement du Village au réseau intégré doit donc se faire en regard du cadre réglementaire applicable.

3. OBJECTIFS

[16] Le projet du Distributeur vise à permettre une alimentation fiable du Village. Une alimentation fiable n'est plus possible avec la centrale thermique actuelle, celle-ci étant en fin de vie utile. Le projet est donc nécessaire.

[17] Le projet s'inscrit également dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie du Distributeur de conversion des réseaux autonomes. Comme énoncé au *Plan stratégique 2016-2020* d'Hydro-Québec, le Distributeur vise à convertir l'ensemble des réseaux autonomes, totalement ou partiellement, à d'autres formes d'énergie, et ce, afin de réduire les coûts d'approvisionnement ainsi que l'empreinte environnementale.

[18] Comme indiqué à la preuve et au *Plan stratégique 2016-2020*, le Distributeur prend en compte les particularités de chaque réseau dans le cadre de sa stratégie de conversion des réseaux autonomes. Pour le Village, le choix du raccordement au réseau principal est une solution adaptée, considérant notamment sa proximité avec le réseau intégré.

HQD-1, document 2, section 2 (B-0009)

4. LE CONTEXTE ET LE PROJET

[19] Le Village est situé sur la Basse Côte-Nord. Il n'est pas relié par la route 138, celle-ci s'arrêtant à Kegaska. Le Distributeur précise à cet effet n'avoir aucun contrôle quant à l'échéancier pour le prolongement de cette route et doit donc analyser le dossier indépendamment du prolongement éventuel de celle-ci.

[20] Le Village est seulement accessible par bateau ou par avion. La population est d'environ 1 100 habitants, la communauté innue d'Unamen Shipu constituant la majorité de celle-ci.

HQD-1, doc. 1 (B-0004), p.10
NS, vol.1, p. 13

[21] Le Village est présentement alimenté en électricité par une centrale thermique datant du début des années 70 et d'une puissance installée de 5 723 kW. Elle consomme annuellement environ 3 700 000 litres de carburant diesel et génère plus de 10 000 tonnes de CO_2.

HQD-1, doc. 1 (B-0004) p.8

[22] En 2016, le Distributeur constate que la majorité des équipements de la centrale ont dépassé leur durée de vie utile. Plusieurs systèmes importants sont dégradés et présentent des problèmes d'exploitation significatifs. La centrale est

donc en fin de vie et une solution doit être trouvée rapidement pour continuer de fournir une alimentation fiable pour le Village.

[23] Comme il a déjà été mentionné, une caractéristique importante du Village, par rapport aux autres réseaux autonomes, est sa proximité avec le réseau intégré.

HQD-3, doc.1 (B-0015), diapositive 3

> « Peut-être de façon générale, là on a parlé de toutes sortes d'alternatives, des combinaisons, puis... ou des solutions uniques qui... qu'on écarte dans le cas particulier de La Romaine, parce que dans ce cas-là on a quand même le grand avantage d'être à proximité du réseau principal, puis de permettre un raccordement à des coûts qui sont quand même très éloignés, à la baisse, par rapport aux autres solutions alternatives, mais...ou aux autres options d'alimentation. Mais il n'est pas dit que des options comme celles que vous soulevez ne pourraient pas être envisagées dans des cas où un raccordement au réseau principal ne peut pas être envisagé. »
>
> N.S., vol.1, p. 111

[24] En ces circonstances, le Distributeur a retenu comme solution de raccorder le Village au réseau intégré.

[25] Pour ce faire, le Distributeur prolongera le réseau de distribution du poste de Natashquan sur une distance d'environ 112 km.

HQD-3, doc. 1 (B-0015), diapositive 4

[26] Les poteaux du premier tronçon de 23 km ont déjà été plantés dans le cadre du projet initial de 2009[3]. Ce réseau de distribution de 25 kV, qui longe la route 138, sera alimenté et relié à un nouveau sous-poste près de la rivière Natashquan.

[27] De plus, une section de ligne d'une longueur approximative de 75 km sera construite sur un terrain accidenté et présentant une accessibilité restreinte. Le Distributeur construira donc une ligne de type transport sur portiques de bois, isolée à 161 kV et exploitée à 34 kV, donc mieux adaptée pour ce type d'environnement.

> « C'est très difficile parce qu'il y a des tourbières, il y a des rivières, il y a du roc, et caetera. Donc, une des bonnes solutions là-bas c'est de sauter par-dessus les obstacles. Lorsqu'on fait une ligne de distribution, on construit à... tout environ cinquante (50), soixante mètres (60 m) nos poteaux et on se ramasse à passer difficilement là-bas étant donné que la route n'est pas encore arrivée, on ne peut pas suivre le tracé de la route qui est construite par le MTQ, elle n'est pas encore là. Donc, on essaie de faire un tracé autonome de ce côté-là.
>
> En plus de ça, la construction de pylônes comme ça, son avantage, c'est que ça résiste au vent, ça résiste au verglas, des conditions là-bas. Et, étant donné qu'il n'y a pas de route, c'est difficilement accessible. Le seul temps de

[3] Dossier R-3688-2009.

> l'année où est-ce qu'on peut vraiment accéder, c'est en hiver, lorsqu'il y a la route blanche, qui dure à peu près deux mois, en motoneige. Le reste du temps c'est par hélicoptère, lorsqu'il n'y a pas de brume. Donc, on privilégie d'avoir un réseau qui est robuste et qu'on n'a pas à faire des interventions dessus pour des réparations.
>
> La dernière section, le tronçon 3. On voit, ici, un poste qui va être construit là parce qu'en fait, ce que je ne vous ai pas dit tout à l'heure, c'est que ce tronçon-là, ici, va être construit exploité à trente-quatre (34) kV. Le but de construire à trente-quatre (34) kV? On doit augmenter la tension pour répondre aux besoins du village là-bas. Et, dans le village ici, on va construire une nouvelle ligne de distribution et on va modifier la ligne existante, qui est monophasée, en ligne triphasée pour être capable de relever le village.
>
> Le but de ça, c'est qu'on a besoin d'avoir soit une conversion du village qui est exploité, de douze (12) kV à vingt-cinq (25) kV. Au lieu de faire ça, on va le faire deux lignes. Parce que faire la conversion, ça s'appellerait des centaines d'heures d'interruption là-bas à planifier et veut éviter la chose. Donc, avec deux lignes, on va être capable de répondre aux besoins. Et, en plus, on va avoir bouclé notre réseau, donc ça va nous permettre que, si on a des travaux à faire, s'il y a des interruptions dans le village, on va pouvoir transférer les charges dans un autre bloc dans le village là-bas.»
>
> N.S., vol. 1, p. 17

[28] Le Distributeur constate par ailleurs que les intervenants sont en accord avec la nécessité du projet et ses modalités. SÉ mentionne notamment que la conception retenue apparaît constituer une bonne décision pour un développement durable[4].

5. MEILLEURE SOLUTION TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE

[29] Le raccordement au réseau constitue, et de loin, la solution la plus économique pour l'alimentation en électricité de cette communauté. La preuve démontre que la solution d'une ligne exploitée à 34 kV sans centrale thermique en réserve froide, mise en service en 2019, offre un coût global actualisé (CGA) de 136,8 M$. Ce coût est de 151,8 M$ avec une ligne exploitée à 25 kV et une nouvelle centrale en réserve froide, de 199,5 M$ avec une ligne exploitée à 161 kV et de 206,3 M$ pour une alimentation au moyen d'une nouvelle centrale thermique.

[30] Le scénario proposé à 34 kV répond donc aux objectifs de conversion énergétique des réseaux autonomes. En plus d'être le plus économique, il est celui permettant de réduire le plus l'empreinte environnementale du Distributeur. En effet, il s'agit d'un projet permettant une alimentation propre en provenance du réseau intégré et qui aura comme effet de réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 10 000 tonnes de CO_2 annuellement.

[4] Pièce C-SÉ-0009, page 9.

[31] La mise en service prévue en 2019 de la ligne assure un remplacement dans un délai raisonnable de la centrale thermique actuelle. Cette solution offre également une bonne qualité de service pour une longue ligne radiale.

[32] Le Distributeur estime qu'il s'agit du scénario optimal. Par ailleurs, le GRAME[5] et SÉ[6] recommandent l'option de raccordement à 34 kV.

Autres options d'alimentation ne constituant pas une solution

[33] À l'occasion de l'audience du 16 novembre 2017, le Distributeur a présenté différents scénarios d'alimentation et précisé notamment le cadre d'analyse applicable à ceux-ci. Le Distributeur explique qu'afin d'être considéré comme une solution, une option d'alimentation doit répondre aux critères suivants :

- garantir la puissance ;
- respecter les critères du Distributeur pour la mise en œuvre de sa stratégie de conversion des réseaux autonomes en étant :
  - techniquement réalisable ;
  - économiquement rentable ;
  - acceptable du point de vue environnemental ;
  - accueillie favorablement par les communautés concernées ;
- participer à l'atteinte des objectifs énoncés par le gouvernement du Québec dans sa Politique énergétique 2030.

HQD-3, doc. 1 (B-001), diapositive 8

[34] Le Distributeur a démontré que les sources d'énergie intermittentes telles que le solaire ou l'éolien nécessiteraient d'être couplées à une nouvelle centrale au diesel ou encore à un raccordement au réseau principal, et ce, afin de garantir la puissance. Ce facteur rend ces solutions peu intéressantes d'un point de vue économique comparativement au scénario retenu.

HQD-3, doc. 1 (B-0015), diapositives 8 à 13

[35] Il en est de même pour les projets hydrauliques évoqués, que ce soit sur la rivière Olomane ou sur la rivière Musquaro. Le Distributeur rappelle par ailleurs que les projets hydrauliques n'ont pas fait l'objet d'échanges avec les communautés locales concernées lors des rencontres d'information sur le projet actuel.

NS, p. 32, p. 47-48
HQD-5, doc. 1 (B-0020), réponses aux questions 5.1 et 5.2

[5] Pièce C-GRAME-0008, page 16.
[6] Pièce C-SÉ-0009, page 9.

[36] De même, à sa face même, la construction d'une centrale à la biomasse n'est pas une option intéressante dans le contexte du Village du fait, notamment, de l'absence de matière première à proximité. Aussi, le Distributeur indique en réponse à l'engagement n° 1 que les coûts de construction, d'exploitation et de maintenance d'une centrale à la biomasse pourraient facilement atteindre environ 170 M$, et ce, en excluant le coût de la biomasse.

HQD-4, doc 1 (B-0017), réponse à l'engagement n° 1

[37] Le Distributeur constate par ailleurs que l'intervenant SÉ partage l'avis du Distributeur relativement à l'absence d'optimalité de ce scénario pour ce réseau autonome[7].

[38] Quant au projet présenté initialement dans le cadre du dossier R-3688-2009, il ne peut plus être considéré puisque l'état actuel de la centrale ne permet pas à celle-ci d'être maintenue en réserve froide. Un scénario de raccordement à 25 kV impliquerait donc la construction d'une nouvelle centrale thermique en réserve froide afin de permettre une qualité de service comparable à la solution proposée. Les coûts liés à la construction d'une telle centrale rendent toutefois ce scénario peu intéressant sur le plan économique.

[39] Qui plus est, le Distributeur rappelle que, à la suite du premier appel d'offres lancé en 2010, il avait constaté que les prix soumis étaient significativement supérieurs aux évaluations présentées au dossier de 2009 pour différents motifs. Il n'est donc pas adéquat de procéder à quelque comparaison que ce soit avec les coûts du projet initial.

HQD-1, doc. 2 (B-0009), section 4.1

[40] Finalement, le Distributeur soumet que le scénario consistant en la construction d'une nouvelle centrale thermique n'est pas intéressant. Celui-ci ne réduit d'aucune façon les gaz à effet de serres et est la plus coûteuse des solutions analysées.

6. IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[41] Le Distributeur souligne avoir pris différentes mesures afin de s'assurer que le projet soumis pour approbation soit robuste et permette une bonne qualité de service, au meilleur coût.

[42] Pour la portion de la ligne la plus difficile d'accès, le Distributeur propose une ligne de type transport, sur portiques de bois, conçue pour résister aux conditions climatiques extrêmes du secteur.

HQD-5, doc. 2 (B-0021), réponse à la question 2.5
HQD-5, doc. 3 (B-0022), réponses aux questions 1.3 a) à 1.3 c)

[7] Idem, page 17.

[43] Le projet offre un IC moyen comparable au projet initial de 2009, soit environ 30 heures en mode entretien supérieur. Cet entretien comprendra, en autres, une patrouille préventive annuelle du tronçon du réseau principal et des interventions en maîtrise de la végétation plus fréquentes, ce qui réduira assurément le nombre de pannes découlant de bris d'équipements.

HQD-1, doc. 1 (B-0004), p.21
HQD-5, doc. 3 (B-0022), réponses aux questions 1.3 a) à 1.3 c)

[44] Par ailleurs, contrairement à ce que le GRAME avance dans sa preuve, le Distributeur ne pourrait avoir de façon permanente une génératrice d'urgence sur place. La mise en place de génératrices d'urgence lors de pannes n'aurait aucun impact sur l'IC moyen de la solution proposée.

HQD-5, doc. 2 (B-0021), réponses aux questions 2.10 et 2.11

« Des génératrices mobiles, là, ça... disons, ça peut répondre à un besoin ponctuel pour faire des travaux planifiés ou une urgence, mais c'est à utilisation occasionnelle et temporaire. Une centrale, comme dans les centrales des réseaux autonomes, ce que je vous parlais au niveau du critère de fiabilité, c'est une usine, t'sais, au fond, on a un fonctionnement puis on doit s'assurer de pouvoir l'exploiter, la maintenir puis de répondre à des correctifs. C'est-à-dire, après un certain nombre de fonctionnements, on doit intervenir sur nos groupes pour faire des travaux. Donc, quand on a des génératrices mobiles, on ne peut intervenir... on ne peut faire ces travaux-là dans ces enceintes-là. Tu sais, il faut que les remorques soient amenées dans un atelier spécialisé où on peut déshabiller puis réparer. Donc, une option de groupes mobiles ne répond pas à nos critères de fiabilité pour garantir une alimentation fiable et continue avec les demandes. »

N.S., Vol. 1, p.86

« Parce que ce groupe-là, qui est mobile extérieur, ne respecte pas les émissions de bruits, les émissions atmosphériques. Elle ne permet pas d'être entretenue. Les risques aussi pour l'approvisionnement en carburant, de déversements et autres. Au fond, ce n'est pas des solutions qui peuvent être envisagées pour des périodes continues.»

N.S., Vol. 1, p.106

[45] Le projet aura également un impact positif sur la qualité du service pour la communauté de Kegaska grâce au sous-poste qui permettra le bouclage de l'alimentation du village.

« On a rencontré aussi les municipalités de la Basse-Côte-Nord, la mairesse là-bas, je me suis rendu sur place à Chevery rencontrer les municipalités, dont Kegaska qui est touchée par ça. D'ailleurs dans la présentation il y a un petit coin que je ne vous avais pas mentionné, mais qui est dans la preuve, c'est qu'on dit qu'on va faire un petit sous-poste Kegaska parce qu'ils ont une qualité de service avec la ligne qui passe... en ce moment la ligne monophasée, on va dire ordinaire, et avec le bouclage on va améliorer grandement leur qualité de service. Donc eux c'était un des soucis qu'il y avait là-dedans, donc cette communauté-là on les a rencontrés, on a pris ça en

compte et dans notre solution qu'on présente on fait un petit sous-poste pour boucler leur village pour répondre à leurs besoins. »

NS Vol. 1, p. 95

Voir également HQD-5, doc. 1 (B-0020), réponse à la question 2.2

7. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[46] Le coût total des divers travaux associés au projet du Distributeur s'élève à 114 M$.

[47] Le Distributeur rappelle que les coûts liés à la décontamination du site et au démantèlement de la centrale ne sont pas inclus au présent dossier. D'une part, le démantèlement de la centrale et la décontamination des sols ne pourront être effectués qu'un an après la mise en service de la ligne. D'autre part, il n'est pas possible actuellement de caractériser les sols près ou sous les équipements pétroliers.

HQD-5, doc. 1 (B-0020), réponse à la question 1.3

[48] Il s'agit par ailleurs de la même approche que le Distributeur avait suivie au dossier R-3756-2011 (décision D-2011-095).

[49] Il est ainsi respectueusement soumis que la demande formulée par le GRAME de réaliser une étude préliminaire de type Phase 2 n'est pas pertinente dans le cadre du présent dossier. De la même façon, il n'est pas utile au présent dossier de se pencher sur le traitement comptable des coûts liés au démantèlement de la centrale et à la réhabilitation du site.

CONCLUSION

[50] La preuve déposée par le Distributeur au soutien de sa demande d'autorisation pour le raccordement du village de La Romaine au réseau intégré démontre le bien-fondé du projet et la nécessité de procéder à celui-ci rapidement. La preuve du Distributeur est conforme à l'article 73 de la LRÉ, au Règlement ainsi qu'au Guide de dépôt.

[51] Il s'agit également du projet le plus intéressant au point de vue économique en plus d'être celui présentant le plus d'avantages sur le plan environnemental.

[52] En réponse à une recommandation de SÉ afin qu'une aide financière soit versée à la communauté locale, le Distributeur attire l'attention de la Régie sur la section 3 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004) alors qu'il est précisé la tenue de négociations avec les communautés locales pour la réalisation des travaux et la maximisation des retombées économiques locales. Le Distributeur répond donc déjà à cette recommandation de l'intervenant et s'assure des retombées pour les communautés locales.

[53] Le Distributeur soutient donc que sa preuve est complète et demande ainsi à la Régie d'accueillir sa demande d'autorisation visant le raccordement du village de La Romaine au réseau intégré.

LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

MONTRÉAL, le 21 février 2018

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Simon Turmel)