

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
SUR LA DEMANDE RELATIVE À LA CONVERSION DU RÉSEAU AUTONOME D'INUKJUAQ À
L'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

ASPECT- CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT

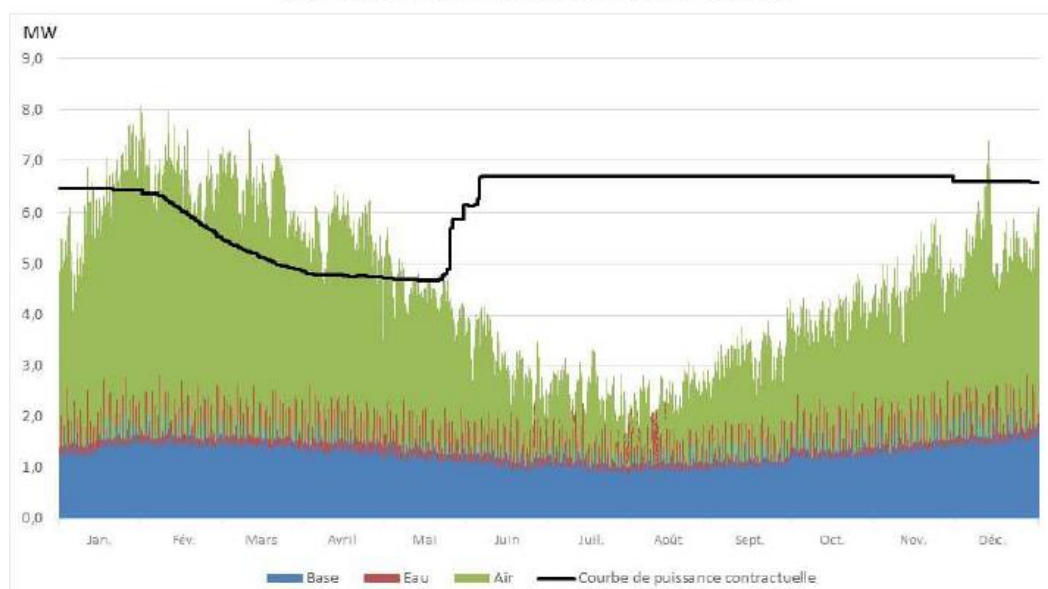
Adéquation de la ressource renouvelable aux besoins de la communauté

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 10 ;
 - (ii) Pièces [B-0004](#), pages 8 et 12 et [B-0006](#), pages 5 et 6-7;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe II.

Préambule :

- (i) « La figure 2 représente, à titre illustratif, la courbe de puissance contractuelle 1 associée à la répartition des besoins en énergie à l'année 2030. »

**FIGURE 2 :
RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS EN 2030
ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE**



- (ii) À la page 8 de la pièce B-0004, le Distributeur présente le projet de conversion des systèmes de chauffage résidentiels, et à la page 10, la clause de conversion des systèmes de chauffage des résidences [nous soulignons]. Aux sections 1 et 3.2 de la pièce B-0006, le Distributeur précise les modalités de conversion et les tarifs qui s'appliquent aux différentes clientèles.

(iii) L'annexe II présente les 365 valeurs donnant la puissance pour 24 heures de la courbe de puissance contractuelle (« bâtonnets quotidiens »).

Demandes :

- 1.1 La Régie constate que les usages de base (aire en bleu) connaissent très peu de variation relative d'une journée à l'autre alors que l'usage eau chaude (courbe en rouge) connaît des variations très importantes (au moins d'un facteur 10). Veuillez expliquer. Dans votre réponse, veuillez présenter et justifier les hypothèses caractérisant la charge d'eau chaude.
- 1.2 Veuillez présenter les figures équivalentes à la Figure 2 correspondant à la répartition des besoins en énergie à l'année 2030 en référence (i), pour les années 2025, 2035, 2040, et 2060.
- 1.3 Pour chacune des périodes de 151 (152) jours du 1^{er} janvier au 31 mai des années 2025 à 2065, veuillez fournir le nombre de jours où la courbe de puissance contractuelle ne permet pas de combler la totalité des besoins de base, d'eau chaude et de chauffage des locaux de la communauté.
- 1.4 Veuillez confirmer que seules les habitations au tarif DN sont admissibles au projet de conversion du chauffage à l'énergie renouvelable puis fournir, pour chacune des périodes de 151 (152) jours du 1^{er} janvier au 31 mai des années 2025 à 2065, la charge correspondant aux besoins de chauffage des locaux au tarif DN convertis au chauffage électrique.
- 1.5 Pour chacune des périodes de 151 (152) jours du 1^{er} janvier au 31 mai des années 2025 à 2065, veuillez fournir le pourcentage de la charge de chauffage qui ne peut pas être comblé par la puissance contractuelle par rapport à la charge de chauffage totale.

**Mode de télécontrôle de la biénergie par le Distributeur,
équité entre les adhérents à ce tarif, et équité entre les clients d'Inukjuak**

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), pages 8 et 10 ;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), pages 5 et 7 ;
 - (iii) Pièce B-0004, page 15-16.

Préambule :

- (i) À la page 8, le Distributeur précise :

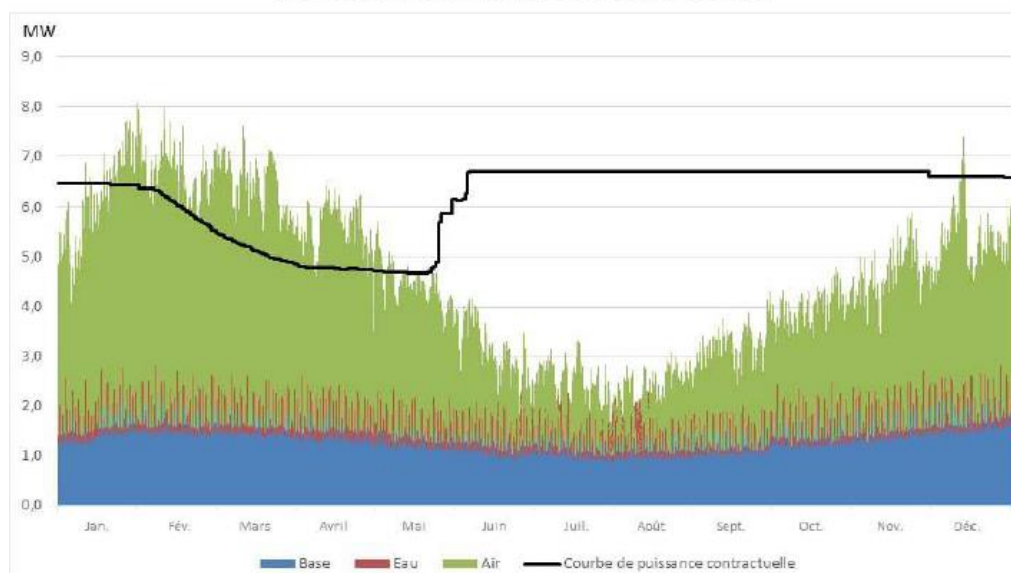
« Afin de tirer un avantage optimal de la ressource hydraulique renouvelable, le Fournisseur convertira à l'électricité les systèmes résidentiels de chauffage de l'eau et à la

biénergie (électricité-mazout) les systèmes de chauffage des espaces des habitations. Lorsque la demande surpassera la capacité de production hydroélectrique, le Distributeur commandera la permutation de la source d'énergie utilisée pour le chauffage des espaces de l'électricité au mazout. La centrale hydroélectrique répondra aux besoins associés aux usages de base et au chauffage de l'eau sur la durée du contrat.

Ce nouveau contexte énergétique nécessite d'adapter la tarification actuellement applicable aux clients résidentiels d'Inukjuak afin de les inciter à consommer, en temps opportun, l'électricité plutôt que le mazout pour leurs besoins de chauffage des espaces. » [nous soulignons]

À la page 10, le Distributeur fournit la Figure 2 :

**FIGURE 2 :
RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS EN 2030
ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE**



(ii) « Toutefois, la centrale hydroélectrique ne sera pas en mesure de satisfaire en tout temps la demande d'électricité visant le chauffage des espaces des clients résidentiels, d'où la nécessité de maintenir les systèmes de chauffage au mazout dans les résidences. Le Distributeur pourra télécommander à distance la permutation d'une source d'énergie à l'autre : l'électricité lorsque la centrale hydroélectrique satisfait la totalité des besoins de la communauté et le mazout lorsque la demande excède la capacité de la centrale.

Afin de tirer un avantage optimal de la ressource hydraulique renouvelable, le Distributeur propose d'appliquer à partir du 1er décembre 2022, un nouveau tarif pour la clientèle résidentielle d'Inukjuak de manière à les inciter à consommer l'électricité plutôt que le mazout pour le chauffage. » [nous soulignons]

À la page 7, le Distributeur précise :

« Lors de périodes de faible hydraulicité durant lesquelles la centrale hydroélectrique n'aura pas la capacité de répondre à tous les besoins en électricité de la communauté d'Inukjuak, les systèmes de chauffage des espaces devront fonctionner en mode mazout pour éviter le recours à la centrale thermique dont l'utilisation occasionne des coûts élevés. Ainsi, pour s'assurer que la bonne source d'énergie soit toujours utilisée pour le chauffage des espaces, le Distributeur contrôlera à distance la permutation d'une source d'énergie à l'autre. Cela dit, les clients conserveront le contrôle de leurs thermostats et conséquemment de leur confort. Corollairement, les clients résidentiels ne pourront installer des appareils de chauffage qui ne seraient pas sous le contrôle du Distributeur.

Pendant les périodes de restriction, le chauffage électrique des espaces ne serait donc pas autorisé. » [nous soulignons]

(iii) « *Ainsi, les ventes additionnelles associées au chauffage de l'eau et des espaces pris en compte dans le calcul des revenus correspondent aux volumes qui se trouvent sous la courbe de puissance contractuelle (voir la figure 2). Les besoins excédant la courbe de puissance contractuelle associés au chauffage des espaces sont quant à eux comblés par les fournaies au mazout*⁸. » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez présenter les infrastructures techniques requises pour le télécontrôle de la biénergie, en indiquer les coûts (investissements et charges) et comment ils ont été pris en considération dans l'analyse économique du projet de conversion.

En lien avec les références (i) et (ii), la Régie souhaite comprendre la stratégie du Distributeur en ce qui a trait au délestage de charges, lorsque la centrale hydroélectrique n'aura pas la capacité de répondre à tous les besoins en électricité de la communauté d'Inukjuak.

2.2 Veuillez préciser si la stratégie du Distributeur est de délester la totalité des charges de chauffage des locaux résidentiels et de commander le chauffage au mazout de l'ensemble des clients à la biénergie, lorsque la demande totale dépasse la puissance contractuelle.

Dans l'affirmative, veuillez justifier cette stratégie en indiquant notamment si elle permettra d'atteindre l'objectif exposé en référence (iii), à savoir que seuls les besoins excédant la courbe de puissance contractuelle soient comblés par les fournaies au mazout.

2.3 Veuillez préciser si la stratégie du Distributeur est de délester uniquement les charges nécessaires afin que seuls les besoins excédant la courbe de puissance contractuelle soient comblés par les fournaies au mazout.

Dans l'affirmative, veuillez exposer les modalités de télécontrôle qui permettront au Distributeur d'atteindre cet objectif. Dans votre réponse, veuillez :

- expliquer comment le Distributeur fera, le cas échéant, une répartition équitable de l'obligation de fonctionner en mode combustible et d'être astreint au tarif dissuasif parmi le parc d'abonnés à la biénergie; puis
- indiquer les coûts (investissements et charges) permettant de procéder à une telle répartition et à en faire le suivi pour qu'elle soit équitable, et comment ils ont été pris en considération dans l'analyse économique du projet de conversion.

3. Référence : Pièce [B-0004](#), p. 15.

Préambule :

« Dans les premières années suivant la mise en service de la centrale hydroélectrique, les besoins de chauffage des espaces sont comblés à près de 100 % par celle-ci. Toutefois, considérant la croissance prévue de la demande en électricité, cette proportion diminue à un peu moins de 45 % au terme du Contrat. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez élaborer, pour les premières années suivant la mise en service de la centrale hydroélectrique où près de 100 % des besoins de chauffage seront comblés par l'hydroélectricité, sur le taux d'utilisation des systèmes biénergie en mode combustible ainsi que sur le nombre de systèmes qui auront besoin d'être utilisés dans l'ensemble du parc biénergie de la communauté pour réduire la demande au niveau de production de la centrale hydroélectrique.
- 3.2 Veuillez indiquer quels moyens le Distributeur entend prendre afin d'éviter que les systèmes de biénergie ne soient démantelés par les propriétaires, par exemple pour des raisons d'espace ou lorsqu'il sera exigé, pour des raisons de sécurité ou d'assurance, d'investir pour remplacer le réservoir de mazout, alors que la clientèle se sera habituée à chauffer en mode tout à l'électricité (TAÉ) et à un coût avantageux par rapport au mazout, à près de 100 % du temps les premières années.
- 3.3 Veuillez indiquer quels moyens le Distributeur entend prendre afin d'éviter que les nouvelles constructions n'adoptent le chauffage TAÉ, y compris par plinthes électriques.
- 3.4 Veuillez expliquer si les nouvelles constructions d'Inukjuak n'auront pas d'autre choix que d'être astreintes à un tarif dissuasif si elles choisissent de chauffer en mode TAÉ ou obligées d'investir dans un système biénergie.

Dans l'affirmative, veuillez justifier cette obligation au plan économique, pour l'ensemble de la communauté et la clientèle du Distributeur, alors que pendant plusieurs années, le Distributeur n'aura pas besoin d'utiliser l'ensemble du parc de biénergie déjà existant à sa pleine capacité, et ce pour une même consommation globale de combustible et d'émissions de GES à l'échelle de la communauté.

- 3.5 En considérant l'important potentiel hydroélectrique inutilisé à Inukjuak, veuillez faire la démonstration que le tarif DN sans biénergie, ainsi que les tarifs commerciaux, avec leur tarif dissuasif en tout temps pour les usages thermiques ont encore leur raison d'être. Dans votre réponse, veuillez considérer l'exemple de la production d'eau chaude dans le secteur commercial de juin à novembre.
- 3.6 Veuillez élaborer sur les différentes possibilités d'encourager la consommation d'hydroélectricité plutôt que de combustible tant que la centrale d'Innavik est capable de répondre à la demande, tout en empêchant l'obligation de prévoir des génératrices diesel pour répondre à cette nouvelle demande plus tard.
- 3.7 Veuillez élaborer sur l'opportunité de créer, et, dans l'affirmative proposer un tarif pour les nouvelles résidences qui choisiraient le chauffage tout à l'électricité dont le prix de la 2^e tranche serait plus élevé que le chauffage au mazout (pour ne pas encourager le chauffage TAÉ chez la clientèle possédant la biénergie) mais moins élevé que le tarif dissuasif, tout en restant équitable dans le sens où le tarif plus élevé de sa 2^e tranche pourrait être partiellement compensé par l'investissement plus faible dans un système de chauffage TAÉ et générerait des revenus additionnels permettant d'offrir aux résidences biénergie une option plus avantageuse qui les convaincra de garder leur système biénergie à long terme.

Acheminement de l'énergie de la centrale Innavik au réseau de Inukjuak

4. **Références :**
- (i) Pièce B-0004, p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), Contrat d'approvisionnement, p. 6;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Entente de raccordement, pages 10 et 21-22;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), Entente de raccordement, p. 11.

Préambule :

- (i) « Un poste d'interconnexion sera également construit pour permettre de relier la ligne qui acheminera l'électricité de la centrale hydroélectrique au point de raccordement, situé à proximité de la future centrale thermique de réserve. De là, l'électricité générée par l'une ou l'autre des centrales alimentera le réseau de distribution. » [nous soulignons]

(ii) À la page 6 du contrat d'approvisionnement, il est spécifié :

ligne de transport

ligne 25 kV appartenant au **Fournisseur** située entre les installations de production d'électricité du **Fournisseur** et le *point de livraison*;

(iii) Dans l'entente de raccordement, la définition de « *ligne* » au chapitre 1.10 de la page 10 renvoie à l'article 14.1 aux pages 21-22 dans lequel il est écrit que le Distributeur a tous les droits d'accès notamment :

*« Le **Fournisseur** accorde au **Distributeur**, sans frais, à l'endroit approuvé par le **Fournisseur**, et qui est le plus avantageux pour le **Distributeur**, sur, au-dessus et en dessous de sa propriété ou, sous réserve des restrictions prévues aux baux ou aux autres droits d'occupation détenus par le **Fournisseur**, sur les terrains sur lesquels il détient des droits, tous les droits nécessaires à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance de la ligne électrique et de l'appareillage de poste ou de ligne du **Distributeur** (collectivement la « **ligne** ») que le **Distributeur** désire y placer qui sont nécessaires ou utiles au raccordement des installations au réseau et ce, pendant toute la durée de la présente entente. Sans limiter la généralité de ce qui précède, le **Distributeur** a notamment le droit d'installer, d'exploiter, d'entretenir, de remplacer ou d'enlever la ligne et il a le droit de couper, d'émonder ou enlever tous les arbres, arbustes, branches et racines ou tout objet, construction, structure qui pourraient nuire au fonctionnement, à la construction ou à la maintenance de la ligne. »* [nous soulignons]

La suite de l'article 14.1 article précise tous les autres droits du Distributeur quant à l'installation, à l'exploitation ou aux modifications de cette ligne. L, article 14.2, renforce l'ambiguïté d'une contradiction avec la définition de la référence (ii) :

*« Dans tous les cas où le **Distributeur** construit la ligne afin de relier la ligne de transport au réseau du **Distributeur** déjà existant, le **Distributeur** est responsable d'obtenir les droits réels et perpétuels de servitude requis et nécessaires (les « **droits** ») sur les terrains des tiers situés entre ledit réseau et le *point de raccordement* qui sont adéquats pour la construction et la maintenance de la ligne. Le **Distributeur** déploiera les efforts raisonnables pour l'obtention des droits le plus rapidement possible. Tous les coûts et frais pour la construction de la ligne et tous ceux pour l'obtention des droits, y compris les sommes versées aux tiers, sont payés par le **Distributeur**. »* [nous soulignons]

(iv) À la page 11, de l'entente de raccordement, on trouve la définition suivante :

1.13 point de raccordement

Point de démarcation entre les équipements appartenant au **Distributeur** et ceux appartenant au **Fournisseur**, tel que précisé à l'article 27. Le *point de raccordement* a la même signification que le *point de livraison* défini au contrat.

Demandes :

La Régie veut s'assurer, dans l'analyse économique qui lui est présentée, qu'aucun coût d'investissement et aucune charge d'exploitation liés à l'acheminement de l'énergie du Fournisseur jusqu'au réseau d'Inukjuak n'ont été oubliés.

Par ailleurs, la Régie constate que la notion de « *point de livraison* », et donc celle de « *point de raccordement* », est liée à l'emplacement de la nouvelle centrale thermique.

- 4.1 Pour aider l'ensemble des parties prenantes au présent dossier à comprendre plus facilement tous les termes techniques qui apparaissent en préambule, liés à des lignes, à des points, à des postes, et le cas échéant à certains appareillages, veuillez fournir une illustration schématique de la localisation de tous ceux-ci dans le contexte d'Inukjuak, en partant de la centrale Innavik jusqu'au réseau de distribution actuel du village.
- 4.2 Sur ce schéma, veuillez positionner et donner un code à chacun des éléments du projet mentionné en préambule, puis préciser dans un tableau qui, du Fournisseur ou du Distributeur, est responsable des coûts d'investissement d'une part, et des coûts d'exploitation d'autre part.
- 4.3 Veuillez préciser s'il y aurait lieu de faire une différence entre le « *point de livraison* » de la référence (ii) et le « *point de raccordement* » de la référence (i), advenant le cas, par exemple où il y aurait décision d'un autre emplacement pour la nouvelle centrale. Veuillez justifier votre réponse.
- 4.4 Veuillez refaire le schéma illustratif de la question 4.1 et représenter le tableau de la question 4.2 dans la situation hypothétique où la centrale thermique actuelle serait maintenue en place après le début des livraisons de la centrale Innavik.

**Justification, date de construction, dimensionnement, coûts et emplacement
de la nouvelle centrale Diesel et des points de livraison et/ou de raccordement.**

5. **Référence :** Pièce [B-0005](#), Entente de raccordement, Annexe VII, p.7.

Préambule :

À la section 2.2, on peut lire :

« Tous les groupes de la centrale thermique seront arrêtés en présence de la centrale hydroélectrique. »

À la section 2.3, on lit :

« Une centrale thermique est exploitée avec une réserve tournante correspondant à au moins 10 % de la puissance nominale totale des groupes en opération. »

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer le sens de la phrase de la section 2.3, compte-tenu de la première phrase de la section 2.2.
- 5.2 Compte-tenu que la centrale hydraulique aura une capacité de 7,25 MW, et que la centrale thermique est identifiée comme centrale de réserve, la Régie doit-elle comprendre qu'il y aura au moins 725 kW de génératrice diesel qui devront tourner en permanence selon la phrase de la section 2.3.

6. **Références :** (i) Pièce B-0004, p.8;
 (ii) Pièce [B-0004](#), p.16;
 (iii) Pièce [B-0004](#), p.6;
 (iv) Pièce [B-0005](#), Contrat d'approvisionnement, Annexe VIII;
 (v) Pièce [B-0006](#), p.5;
 (vi) Pièce [B-0004](#), p.17 ;
 (vii) Pièce [B-0005](#), Entente de raccordement, Annexe I, p.37.

Préambule :

- (i) *« Afin d'assurer la fiabilité et la continuité de service, le Distributeur construira une nouvelle centrale thermique de réserve. Celle-ci sera d'une capacité suffisante pour satisfaire à la demande associée aux usages de base et au chauffage de l'eau résidentiel et ce, pour la durée du Contrat. La centrale actuelle sera démantelée et le site décontaminé. »*

La centrale actuelle dispose d'une capacité insuffisante pour alimenter, au-delà de 2024, la charge de base et l'ajout d'une charge pour le chauffage de l'eau. Seuls une reconfiguration et un agrandissement (ajout de groupes et aménagement du poste d'interconnexion) de la centrale actuelle pourraient permettre d'alimenter ces deux charges combinées sur la période. Toutefois, le Distributeur n'a pas retenu la possibilité de convertir la centrale actuelle en centrale de réserve, cette option n'étant pas avantageuse sur les plans technique, économique et social. » [nous soulignons]

(ii) Au tableau 1, selon le scénario de Statu quo, une nouvelle centrale diesel serait requise dès 2024 au coût de 41 M\$, alors que dans le Projet proposé, le coût de la nouvelle centrale, construite également en 2024, sera de 31 M\$ seulement.

TABLEAU 1 :
INVESTISSEMENTS MAJEURS SOUS LA RESPONSABILITÉ DU DISTRIBUTEUR (M\$ 2019)

M\$ 2019	Statu quo	Projet Innalik
Investissements majeurs		
Nouvelle centrale diesel (2024)	41	-
Nouvelle centrale diesel de réserve (2024)	-	31
Réseau de distribution & poste d'interconnexion (2022)	-	15
Réseau de distribution & poste de transformation (2042)	9	-
Télécom (2022)	-	5

Note : Les dates entre parenthèses correspondent aux dates de mise en service prévues.

(iii) À la ligne 30 de la référence (iii), il est mentionné qu'il y a 600 unités d'habitation à Inukjuak.

(iv) À l'Annexe VIII, il est mentionné que les ventes moyennes pour le chauffage de l'eau dans les résidences seront de 4 830 kWh par année. Pour les 600 unités d'habitation mentionnées en référence (iii), cela représente donc un total de 2,9 GWh par année.

(v) Le Distributeur dresse le portrait suivant de la consommation actuelle de la clientèle d'Inukjuak :

« Environ 80 % des abonnements résidentiels à Inukjuak sont détenus par l'Office municipal d'habitation Kativik (OMHK). Les 20 % des abonnements restants sont détenus par des clients privés et des clients institutionnels. La

(vi) Le Distributeur présente son analyse économique :

TABLEAU 2 :
RÉSULTAT DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE⁹

M\$ act. 2019	Statu quo	Projet Innavik	Écart	
Investissements	42	48		
Centrale diesel actuelle	2	1		
Nouvelle centrale diesel	37	28		
Réseau de distribution	3	14		
Télécom	-	5		
Charges	220	221		
Centrale diesel actuelle	8	7		
Nouvelle centrale diesel	10	5		
Télécom	-	3		
Exploitation	7	5		
Diesel	195	36		
Électricité (Contrat)	-	164		
SOUS-TOTAL	262	269		
Revenus additionnels	-	-67		
TOTAL	262	202	-60	-23%

(vii) La *Description sommaire des installations* en Annexe I de l'*Entente de raccordement* permet de constater que la centrale Innavik comprendra deux groupes hydroélectriques de 3 625 kW.

Demandes :

- 6.1 Veuillez concilier les valeurs de 39 M\$ et de 29 M\$ de la référence (iv) pour les investissements dans les centrales diesel respectivement dans le scénario de Statu Quo et le scénario du Projet, avec celles de 41 M\$ et de 31 M\$ de la référence (ii).
- 6.2 Veuillez indiquer la capacité (MW) et la charge typique (GWh en 2024) de la nouvelle centrale diesel du scénario de Statu Quo.
- 6.3 Les références (iv) et (v) permettent de constater que la production d'eau chaude dans le secteur résidentiel ajoute 2,9 GWh à une consommation de base de 4,9 GWh, pour le tarif DN seulement, soit une augmentation de 59 %. Veuillez indiquer si l'ajout de 600 chauffe-eau devrait augmenter la demande de puissance coïncidente à la pointe d'environ 1 MW. Sinon, veuillez élaborer.
- 6.4 Veuillez indiquer la capacité (MW) et les charges typiques (GWh pour chacune des années de 2025 à 2064) de la nouvelle centrale diesel du scénario Projet Innavik.
- 6.5 Dans le scénario du Projet Innavik, considérant que la centrale diesel doit être plus grosse que celle du Statu Quo car elle doit assurer l'alimentation des chauffe-eau

électriques en plus de la charge de base, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les investissements requis sont moins élevés.

- 6.6 Veuillez fournir les hypothèses sous-jacentes au fait que les charges (au sens budgétaire) des centrales diesel du scénario Projet Innavik seront jusqu'à deux fois plus faibles que dans le scénario du Statu Quo.
- 6.7 De façon plus générale, veuillez démontrer comment les résultats de l'analyse économique du tableau 2 en référence (vi) ont été obtenus. Avec votre réponse, veuillez fournir le ou les chiffriers avec formules ayant permis d'établir le tableau 2. Veuillez fournir également, année par année, le détail des prévisions de consommation de combustible diesel consacré à la production d'électricité, le prix unitaire de ce combustible et, séparément, celui de la tonne de CO₂.
- 6.8 Veuillez fournir deux autres scénarios du tableau 2 en référence (vi), un scénario optimiste et un scénario pessimiste, en expliquant quelles variables présentées dans la réponse à la question précédente ont été modifiées pour chacun de ces deux scénarios.
7. **Références :** (i) Pièce B-0004, p. 8 ;
(ii) Pièce [B-0004](#), p. 9 ;
(iii) Dossier R-3986-2016, Pièce [B-0011](#), p.39 ;
(iv) Dossier R-3986-2016, Pièce [B-0011](#), p.69 ;
(v) Dossier R-3986-2016, Pièce [B-0011](#), p.77.

Préambule :

(i) « *La centrale actuelle dispose d'une capacité insuffisante pour alimenter, au-delà de 2024, la charge de base et l'ajout d'une charge pour le chauffage de l'eau. Seuls une reconfiguration et un agrandissement (ajout de groupes et aménagement du poste d'interconnexion) de la centrale actuelle pourraient permettre d'alimenter ces deux charges combinées sur la période. Toutefois, le Distributeur n'a pas retenu la possibilité de convertir la centrale actuelle en centrale de réserve, cette option n'étant pas avantageuse sur les plans technique, économique et social.* » [nous soulignons]

(ii) « *Par conséquent, le Contrat prévoit que le Fournisseur doit respecter la courbe de puissance contractuelle, laquelle comporte une valeur de puissance pour chaque heure de l'année, soit l'énergie contractuelle horaire. Lorsque le Fournisseur n'est pas en mesure de fournir l'énergie contractuelle horaire pour une heure donnée, des pénalités s'appliquent (voir la section 2.6). C'est donc le Fournisseur qui assume le risque associé à une hydraulicité moins importante que prévue.* »

(iii)

**TABLEAU 2C-2.3 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – INUKJUAQ**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	709	738	766	795	824	853	881	910	939	968	996	3,5%
Ventes (GWh)	9,68	9,85	10,08	10,32	10,59	10,79	11,03	11,27	11,55	11,75	11,99	2,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	4,58	4,71	4,87	5,05	5,24	5,40	5,57	5,75	5,95	6,10	6,27	3,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,84	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	1,3%
Besoins en énergie (GWh)	10,52	10,64	10,88	11,14	11,43	11,65	11,91	12,17	12,47	12,69	12,94	2,1%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	2,25	2,30	2,34		2,2%
Contribution des interventions commerciales	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Economies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,19	0,74	0,78	0,81	0,85	0,88	0,91	0,95	0,98	1,02	1,05	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)²</i>	0,09	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,20		
PUEE et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	20,27	20,72	21,32	21,93	22,63	23,18	23,81	24,44	25,15	25,69	26,31	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)²</i>	5,68	5,81	5,97	6,14	6,34	6,49	6,67	6,84	7,04	7,19		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

(iv)

**TABLEAU 3B-2.3 :
BILAN EN PUISSANCE – INUKJUAQ**

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	2,25	2,30	2,34
Puissance installée	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
Puissance garantie¹	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
Réserve en puissance	0,41	0,36	0,32	0,27	0,22	0,18	0,13	0,08	0,04	-0,01

1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

(v)

**TABLEAU 3C-1 :
CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PERMANENTS DE PRODUCTION**

	Nb de groupes	Puissance installée (kW)	Type de combustible	Année de construction	Âge moyen des groupes (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre) ⁴	Facteur d'utilisation (%) (1,4)	Puissance garantie	génératrices mobiles (incluant critère de stabilité)	Interruptible
Iles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174	= 67 044	Lourd no.6	1992	91 816	4,82	55	50 283	
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 x 290, 1 x 320	= 1 150	Léger no.2	1992	17 328	3,23	36	747	
Nunavik										
Akulivik	3	2 x 727, 1 x 565	= 2 019	Léger no.2	2015	1 495	3,67	57	1 163	
Aupaluk	3	1 x 320, 1 x 210, 1 x 250	= 780	Léger no.2	Avant 1981	41 250	3,78	58	414	
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1 168, 1 x 1 135	= 3 758	Léger no.2	Avant 1981	49 462	3,85	60	2 331	
Iujivik	3	1 x 250, 2 x 385	= 980	Léger no.2	1985	14 292	3,39	55	554	
Kangiqsualujuaq	3	1 x 855, 2 x 560	= 1 975	Léger no.2	1986	71 204	3,46	60	1 008	
Kangiqsujujaq	3	1 x 406, 2 x 560	= 1 529	Léger no.2	1981	81 105	3,44	56	872	1 080
Kangirsuk	3	2 x 450, 1 x 560	= 1 460	Léger no.2	1987	61 488	3,49	58	810	
Kuujuaq	5	5 x 1 202	= 6 010	Léger no.2	2010	20 341	3,90	59	4 327	
Kuujuaqapik	3	3 x 1 135	= 3 405	Léger no.2	Avant 1981 (1)	10 789	3,74	62	2 043	1 800
Puvimittuq	4	2 x 1 135, 1 x 1 880, 1 x 600	= 4 750	Léger no.2	Avant 1981	74 147	3,75	64	2 583	
Quaqtaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365	= 1 085	Léger no.2	1987	64 277	3,50	55	617	
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1 168	= 2 878	Léger no.2	1990	79 599	3,74	61	1 539	
Tasiujaq	3	2 x 320, 1 x 210	= 850	Léger no.2	Avant 1981	50 178	3,28	59	477	509
Umiujaq	3	1 x 250, 2 x 400	= 1 050	Léger no.2	1988	44 553	3,47	60	585	
Basse-Côte-Nord										
Blanc-Sablon	4	2 x 800, 2 x 1 600	= 4 800	Léger no.2	nd	32 110	nd	nd		
La Romaine	6	4 x 855, 1 x 1 168, 1 x 1 135	= 5 723	Léger no.2	1967	73 723	3,79	48	4 100	
La Tabatière	7	4 x 1 100, 2 x 800 1 x 700	= 6 700	Léger no.2	nd	33 744	nd	nd		
Lac-Robertson	2	2 x 10 800	= 21 600	Hydraulique	1995	so	so	45	20 070	
Port-Menier (Anticosti)	3	2 x 855, 1 x 1 135	= 2 845	Léger no.2	1992	73 693	3,69	46	1 539	
Schefferville										
Menihik (2)	3	2 x 4 500, 1 x 8 000	= 17 000	Hydraulique	1953	so	so	48	8 100	4 590
Haute-Mauricie										
Clova	2	2 x 265	= 530	Léger no.2	Avant 1981	8 600	3,01	43	239	
Obedjwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100	= 4 900	Léger no.2	1975	10 918	3,62	49	2 970	765

Note 1 : Reconstruction partielle en 2002 à la suite d'un incendie.

Note 2 : Centrale située au Labrador et appartenant à Nalcor.

Note 3 : Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heures de l'année.

Note 4 : Les données correspondent au réel observé 2015.

Demandes :

- 7.1 Veuillez confirmer que, d'après la référence (v), la centrale thermique actuelle répond aux besoins du plan d'appro de la charge de base à l'horizon 2025, que les groupes actuels ont un nombre d'heures d'usure inférieur à plusieurs autres centrales, qu'ils sont au nombre de 4, que deux d'entre eux ont une puissance nettement inférieure aux deux autres et que leur rendement (kWh/L) est plutôt supérieur à la moyenne. Sinon veuillez justifier et élaborer.
- 7.2 Veuillez confirmer que c'est la puissance garantie, établie selon le critère (n-1) du plus gros groupe à l'arrêt qui semble poser problème à partir de 2025. Sinon, veuillez justifier et élaborer.
- 7.3 Veuillez indiquer s'il y a du potentiel de remplacer certains groupes par des groupes plus puissants dans la centrale actuelle.
- 7.4 Veuillez élaborer sur la pertinence du critère (n-1) appliqué aux groupes diesel quand cette centrale est combinée à une centrale hydroélectrique ayant elle-même, selon la référence (vii), deux groupes.
- 7.5 Veuillez indiquer jusqu'à quelle année, selon le scénario de consommation au dossier, la centrale thermique aura uniquement un rôle de centrale de secours (centrale en réserve froide) en cas de panne totale du Fournisseur. Veuillez justifier votre réponse.
- 7.6 Veuillez indiquer jusqu'à quelle année, selon le scénario de consommation au dossier, la centrale thermique aura uniquement un rôle de centrale de secours en cas de défaut d'un des deux groupes du Fournisseur. Veuillez justifier votre réponse
- 7.7 Veuillez indiquer à partir de quelle année le Fournisseur ne pourra plus répondre pendant toute l'année à l'entièreté de la charge de base plus celle du chauffage de l'eau.
- 7.8 Veuillez indiquer à partir de quelle année le Fournisseur ne pourra plus répondre pendant toute l'année à la puissance de pointe associée à la charge de base plus celle du chauffage de l'eau avec un des deux groupes de sa centrale en panne.
- 7.9 Compte-tenu des risques évoqués en référence (ii) assumés par le Fournisseur pour respecter la courbe de puissance contractuelle, veuillez indiquer si la possibilité que le Fournisseur se dote d'équipements auxiliaires de production, comme des génératrices diesel de secours a été envisagée. Veuillez élaborer.

7.10 Veuillez justifier l'affirmation du Distributeur à l'effet que la possibilité de convertir la centrale actuelle en centrale de réserve n'est pas une option avantageuse aussi bien aux plans technique, qu'économique et social.

ASPECT- FIXATION D'UN TARIF

8. **Références :**
- (i) Pièce B-0004, p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 5;
 - (iii) Dossier R-4057-2018, Pièce [C-ARK-0015](#), p. 22;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 83 à 92.

Préambule :

(i) « Le village nordique d'Inukjuak est situé sur la côte de la baie d'Hudson. Cette communauté inuit est accessible seulement par bateau ou par avion. Elle compte environ 1 800 habitants et 600 unités d'habitation. Le parc résidentiel d'Inukjuak est majoritairement composé de logements sociaux (environ 480) détenus et administrés par l'Office municipal d'habitation Kativik (« OMHK ») avec l'appui de la Société d'habitation du Québec (« SHQ »). Les autres unités d'habitation (environ 120) appartiennent aux institutions telles que la Commission scolaire Kativik, l'Administration régionale Kativik et la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik, qui doivent voir au logement de leur personnel sur place. » [nous soulignons]

(ii) « Environ 80 % des abonnements résidentiels à Inukjuak sont détenus par l'Office municipal d'habitation Kativik (OMHK). Les 20 % des abonnements restants sont détenus par des clients privés et des clients institutionnels.

La consommation totale facturée au tarif DN s'élève à 4,9 MWh, dont 87 % est facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie. La consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1^{er} avril 2019 génère des revenus annuels d'environ 620 k\$.

Compte tenu de l'utilisation généralisée du mazout pour le chauffage des espaces et de l'eau, la consommation moyenne des clients résidentiels s'élève à 19 kWh/jour. Néanmoins, une portion de la consommation résidentielle à Inukjuak est facturée au prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif DN. En effet, même si la consommation quotidienne moyenne est inférieure au seuil de la 1^{re} tranche de 30 kWh/jour, 25 % des clients consomment davantage et sont facturés en partie au prix de la 2^e tranche. Le revenu moyen associé aux ventes actuelles d'électricité est d'environ 13 ¢/kWh au 1^{er} avril 2019. » [nous soulignons]

(iii)

Portrait approximatif du logement social au Nunavik

- 3 468 logements sociaux
- 933 duplex avec 3 compteurs électriques chacun
- 5 triplex avec 4 compteurs électriques chacun
- 107 quadruplex avec 5 compteurs électriques chacun
- 15 sixplex avec 7 compteurs chacun
- 1 050 logements unifamiliaux avec un compteur par unité (pour le logement et pour la salle mécanique)
- Un bloc appartement de 19 logements (mesurage inconnu), probablement 20 compteurs électriques
- **Total** : environ 1 061 (933+5+107+15+1) compteurs électriques dédiés aux salles électriques

(iv) L'annexe IV présente une liste décrivant environ 480 résidences situées à Inukjuak. La Régie dénombre environ 142 résidences unifamiliales de cette liste et environ 338 logements situés dans des résidences jumelées et autres multiplex. La Régie retient du dossier R-4057-2018 que les logements situés dans des multiplex au Nunavik possèdent généralement une chambre mécanique conjointe, laquelle possède son propre compteur. La Régie estime qu'il pourrait y avoir environ 150 compteurs additionnels pour les chambres mécaniques associées aux multiplex des 480 résidences de l'annexe IV.

Demandes :

- 8.1 Veuillez préciser si les 600 unités d'habitation ainsi que les 480 logements sociaux administrés par l'Office municipal d'habitation Kativik (« OMHK »), tel que souligné au préambule (i), constituent bien le parc de logements à Inukjuak et exclus les abonnements dédiés aux chambres mécaniques. Veuillez fournir le nombre d'abonnements résidentiels total à Inukjuak et préciser le nombre d'abonnements résidentiels dédiés aux chambres mécaniques.
- 8.2 Veuillez corriger la consommation totale facturée au tarif DN à Inukjuak, soulignée au préambule (ii), exprimée en MWh. Veuillez préciser la consommation facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie en 2018, exprimée en MWh, et la consommation facturée en 2^e tranche d'énergie.
- 8.3 Veuillez estimer quelle aurait été la consommation facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie en 2018, exprimée en MWh, et la consommation facturée en 2^e tranche d'énergie si le seuil de la 1^{re} tranche avait été de 40 kWh-jour.

- 8.4 Veuillez concilier la consommation moyenne des clients résidentiels établit à 19 kWh/jour au préambule (ii) avec les données de consommation fournies à la réponse de la question 1.2, en fournissant le détail du calcul.
- 8.5 Veuillez confirmer les revenus annuels d'environ 620 000 \$ pour consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1^{er} avril 2019, tel qu'indiqué au préambule (ii) et fournir quels seraient les revenus annuels dans l'hypothèse où le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie était à 40 kWh-jour.
- 8.6 Veuillez confirmer si la liste des 480 résidences de l'annexe 4 représente les logements détenus et gérés par l'OMHK. Si non, veuillez expliquer en quoi consiste cette liste. Veuillez commenter si la ventilation des habitations de cette liste par type d'habitation et par modèle est généralement représentative de la ventilation de l'ensemble des 600 unités d'habitation à Inukjuak.
9. **Références :**
- (i) Pièce B-0006, p. 5;
 - (ii) Dossier R-4057-2018, Pièce [B-0214](#), p. 8;
 - (iii) Dossier R-4057-2018, Pièce [B-0208](#), p. 5;
 - (iv) Dossier R-4057-2018, Pièce [B-0214](#), p. 36.

Préambule :

(i) « La consommation totale facturée au tarif DN s'élève à 4,9 MWh, dont 87 % est facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie. La consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1^{er} avril 2019 génère des revenus annuels d'environ 620 k\$. »

(ii)

TABLEAU R-1.5 :
RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION
POUR L'ENSEMBLE DES ABONNEMENTS AU TARIF DN

Consommation	2017		2018	
	MWh	%	MWh	%
1 ^{re} tranche	34 008	90%	35 538	90%
2 ^e tranche	3 587	10%	4 095	10%
Total	37 595	100%	39 633	100%

(iii) « Au tarif DN actuel, dont le seuil de la 1^{re} tranche est fixé à 30 kWh/jour, 72 % des abonnements ne sont jamais facturés au prix de la 2^e tranche. La consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1^{er} avril 2019 génère des revenus annuels de l'ordre de 4,8 M\$. » [nous soulignons]

(iv) « Le coût de service associé au tarif DN pour l'année témoin 2019 s'établit à 43,7 M\$. Cette estimation est basée sur l'étude du coût de service du Distributeur mise à jour à la suite de la décision D-2019-027. »

Assumant que la consommation totale facturée au tarif DN est de 4,9 GWh, plutôt que les 4,9 MWh présentés au préambule (i), la Régie observe que la consommation au tarif DN à Inukjuak représenterait environ 12,4 % de la consommation totale au tarif DN présentée au préambule (ii). La Régie constate également que les revenus annuels au tarif DN à Inukjuak, établis à 620 K\$ au préambule (i), représenteraient environ 12,9 % des revenus au tarif DN présentés au préambule (iii).

Dans l'hypothèse que le coût de service associé au tarif DN à Inukjuak représenterait entre 12,4 % et 12,9 % du coût de service de 43,7 M\$ pour le tarif DN tel qu'établi au préambule (iv), le coût de service associé au tarif DN à Inukjuak serait d'environ entre 5,4 et 5,6 M\$. Ainsi, compte tenu des revenus annuels générés, la part du déficit du réseau autonome à Inukjuak due au tarif DN serait de l'ordre de 4,8 à 5,0 M\$.

Demandes :

- 9.1 Veuillez présenter la consommation totale, en MWh, facturée par tarif et au total pour le réseau autonome d'Inukjuak en 2018. Basé sur les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2019, veuillez présenter quels auraient été les revenus annuels générés par tarif et au total pour le réseau à Inukjuak.
- 9.2 Veuillez estimer, sur la base présentée au préambule (iv), la part du coût de service associé au réseau d'Inukjuak pour l'année témoin 2019. Veuillez estimer le déficit du réseau autonome d'Inukjuak pour l'année témoin 2019, exprimé en centaines de milliers de dollars.
- 9.3 Veuillez préciser la part du déficit du réseau autonome d'Inukjuak qui est due au tarif DN, exprimée en centaines de milliers de dollars, basé sur les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2019. Veuillez commenter et expliquer tout écart significatif avec l'estimation présentée au préambule (iv).
- 9.4 Veuillez présenter les prévisions de la consommation d'électricité utilisées par le Distributeur dans son analyse économique pour chacune des années de 2019 à 2062 pour les tarifs généraux ainsi qu'aux tarifs domestiques pour le réseau d'Inukjuak. Veuillez présenter les prévisions de revenus utilisées par le Distributeur dans son analyse économique pour chacune des années de 2019 à 2062 pour les tarifs généraux ainsi qu'aux tarifs domestiques. Veuillez présenter et expliquer les principales hypothèses utilisées afin d'établir ces projections.

- 10. Références :** (i) Pièce B-0004, p. 14 et 15;
(ii) Pièce [B-0004](#), p. 12.

Préambule :

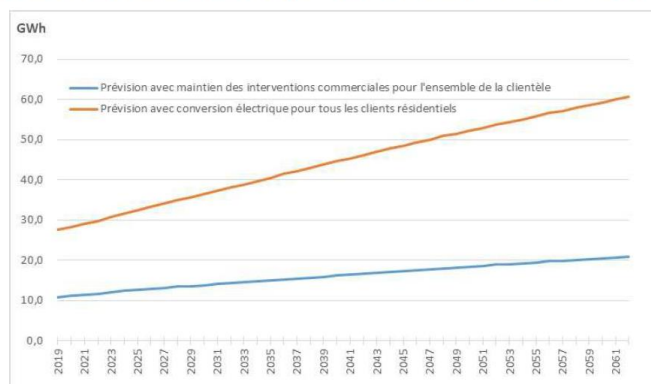
(i) « *Prévision de la demande*

La figure 5 présente la prévision des besoins en énergie à Inukjuak pour la période de 2019 à 2062, réalisée en mai 2019.

La ligne bleue correspond à la prévision des besoins en énergie associés aux usages de base pour l'ensemble de la clientèle, soit la situation actuelle à Inukjuak. La croissance annuelle moyenne prévue est 1,5 % pour la période 2019-2062. La prévision de la demande s'appuie sur l'analyse historique d'abonnements, les perspectives démographiques et les consommations unitaires attendues par type de clients (résidentiel ou commercial). La prévision prend également en compte l'impact des programmes en efficacité énergétique et de la tarification actuellement en vigueur à Inukjuak.

La ligne orange correspond aux besoins en énergie à la suite de la conversion des systèmes de chauffage et à l'utilisation de l'électricité pour les usages de chauffage de l'eau et des espaces de l'ensemble des clients résidentiels, soit des besoins en électricité qui seraient environ trois fois plus importants qu'actuellement⁷. L'impact de l'utilisation de l'électricité pour les usages de chauffage de l'eau et des espaces s'appuie essentiellement sur une consommation unitaire par usage adaptée aux conditions climatiques particulières du Nunavik. » [nous soulignons]

**FIGURE 5 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE À INUKJUAK SUR LA DURÉE DU CONTRAT**



[...]

⁷ *Considérant l'avantage économique que procure le tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak proposé (voir la pièce HQD-1, document 3), le Distributeur prend pour hypothèse que les systèmes de chauffage au mazout des résidences qui ne sont pas sous la responsabilité de l'OMHK seront également convertis à l'électricité.* [nous soulignons]

(ii) « Le Fournisseur assume la totalité des coûts de conversion des systèmes de chauffage de l'eau à l'électricité et des espaces à la biénergie (électricité-mazout) des résidences sous la responsabilité de l'OMHK. Le Fournisseur assume également la totalité des coûts de conversion des autres résidences à Inukjuak si les propriétaires de celles-ci en font la demande au Distributeur au plus tard deux (2) ans avant la date garantie de début des livraisons. Après cette échéance, toute demande à cet égard sera à la charge du demandeur. »

Demandes :

- 10.1 Veuillez préciser la croissance annuelle moyenne prévue, pour la période 2019-2062, des besoins en énergie à la suite de la conversion des systèmes de chauffage et à l'utilisation de l'électricité pour les usages de chauffage de l'eau et des espaces de l'ensemble des clients résidentiels. Veuillez détailler et quantifier ce qui explique la croissance potentiellement plus élevée de la courbe orange (prévision avec conversion électrique) par rapport à la croissance des usages de base.
- 10.2 Dans l'hypothèse où 25 % des propriétaires autres que l'OMHK omettait de faire la demande de conversion avant la date limite, veuillez présenter quel est serait l'impact sur les prévisions de consommation d'électricité, les revenus ainsi que sur le gain économique initialement estimé à 60 M\$ actualisés (2019).

- 11. Références :** (i) Pièce [B-0006](#), p. 7 et 8;
(ii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0214](#), p. 34;
(iii) Pièce [B-0004](#), p. 15.

Préambule :

(i) « Il est proposé que les frais d'accès au réseau, le seuil et le prix de la 1^{re} tranche d'énergie, de même que leur évolution demeurent identiques à ceux du tarif DN. Le prix de la 1^{re} tranche d'énergie resterait donc lié au prix de la 1^{re} tranche du tarif D applicable en réseau relié.

Quant au prix de la 2^e tranche d'énergie, il serait initialement fixé à l'équivalent du prix du mazout léger des 2 années précédant la mise en service de la centrale. L'utilisation d'une moyenne de 2 ans plutôt que le prix d'une seule année permettra d'éviter que le prix initial de la 2^e tranche d'énergie résulte d'une conjoncture particulière. Par la suite, l'évolution du prix de la 2^e tranche serait liée à la variation annuelle de l'indice des prix à la consommation (IPC-Canada), soit le même indice utilisé pour l'indexation du prix de l'électricité au contrat d'approvisionnement.

[...]

Pendant les périodes de restriction, le chauffage électrique des espaces ne serait donc pas autorisé. En présence de chauffage électrique non autorisé, un prix dissuasif s'appliquerait, comme c'est le cas aux tarifs généraux au nord du 53^e parallèle, à toute la consommation de la période au cours de laquelle l'infraction serait constatée. Comme la livraison d'électricité à Inukjuak serait alimentée par une centrale thermique en périodes de restriction, le Distributeur propose que le prix dissuasif corresponde au prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif DN tel qu'appliqué dans les autres réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle où la source de production de l'électricité est thermique.
[...]

Le tableau 1 présente une illustration du tarif proposé à l'année 2019 sur la base des hypothèses retenues et indiquées en note du tableau. Ce tarif se distinguerait du tarif DN uniquement par le prix de la 2^e tranche d'énergie et par le prix de l'énergie applicable en présence de consommation associée au chauffage électrique en périodes de restriction.

**TABLEAU 1 :
STRUCTURE DU TARIF PROPOSÉ
(ILLUSTRATION À L'ANNÉE 2019)**

Composantes tarifaires	Tarif DN	Tarif proposé
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	40,64	40,64
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	30	30
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,08	6,08
Prix de l'énergie - reste de la consommation (¢/kWh)	41,43	19,43 ¹
Prix de l'énergie si chauffage électrique en périodes de restriction (¢/kWh)	-	41,43
Prime de puissance (\$/kW) - au-delà de 50 kW ²	6,21	6,21

Hypothèses:

¹ Prix équivalent à la moyenne du prix du mazout au Nunavik des saisons 2017-2018 et 2018-2019 duquel les taxes de vente ont été soustraites, considérant un taux d'efficacité de 75 % et des valeurs calorifiques de 37,5 MJ/litre (mazout) et de 3,6 MJ/kWh (électricité). Source pour le prix du mazout : Régie de l'énergie, Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger, semaine du 24 juin 2019.

² Aucun client domestique à Inukjuak n'est facturé en puissance.

« Pour les abonnements qui ne bénéficient pas actuellement du PUEÉ, le tarif proposé est globalement avantageux puisqu'il permet de réduire d'environ 25 % les coûts de chauffage sur une période de 40 ans. En effet, comme la consommation moyenne quotidienne est inférieure au seuil de la 1^{re} tranche d'énergie, une portion du chauffage électrique des espaces et de l'eau serait facturée au prix de la 1^{re} tranche. De plus, l'évolution du prix de la 2^e tranche d'énergie selon l'IPC-Canada permettrait de réduire la volatilité du coût du chauffage et de maintenir la hausse annuelle à environ 2 %.

En supposant qu'une portion du chauffage est facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie, les ventes additionnelles associées au chauffage électrique des espaces et de l'eau généreraient globalement, au tarif proposé, un revenu moyen d'environ 22 ¢/kWh au

moment où la conversion des systèmes de chauffage sera complétée, soit en 2024. » [nous soulignons]

(ii) « Le prix de 1,89 \$/litre en vigueur au Nunavik durant la saison 2018-2019, tel qu'il est publié par la Régie dans le relevé hebdomadaire des prix du mazout léger de la semaine du 24 juin 2019, correspond à un prix de 26 ¢/kWh-équivalent.

Ainsi, l'utilisation du mazout permet au client d'économiser 37 % par rapport au prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif DN (41,43 ¢/kWh). »

(iii) « Dans les premières années suivant la mise en service de la centrale hydroélectrique, les besoins de chauffage des espaces sont comblés à près de 100 % par celle-ci. Toutefois, considérant la croissance prévue de la demande en électricité, cette proportion diminue à un peu moins de 45 % au terme du Contrat. »

Demandes :

- 11.1 Veuillez fournir les données utilisées concernant le prix du mazout et présenter les calculs permettant d'arriver au prix de la 2^e tranche d'énergie de 19,43 ¢/kWh du tableau au préambule (i).
- 11.2 Veuillez expliquer et concilier les valeurs de 19,43 ¢/kWh du tableau au préambule (i) par rapport au 26 ¢/kWh du préambule (ii).
- 11.3 Considérant qu'une portion du chauffage électrique des espaces et de l'eau serait facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie de 6,08 ¢/kWh, tel que souligné au préambule (i), et que le prix de l'énergie pour le reste de la consommation serait de 19,43 ¢/kWh, veuillez expliquer comment « les ventes additionnelles associées au chauffage des espaces et de l'eau généreraient globalement, au tarif proposé, un revenu moyen d'environ 22 ¢/kWh » au moment de la conversion en 2024. Veuillez fournir les hypothèses et les calculs effectués.
- 11.4 Considérant que le prix proposé de la 2^e tranche d'énergie de 19,43 ¢/kWh est d'environ 25 % inférieur au prix du chauffage du mazout estimé à 26 ¢/kWh en 2019, tel qu'établi au préambule (ii), et considérant qu'en période de faible hydraulité les systèmes de chauffage des espaces devront fonctionner en mode mazout, veuillez fournir les hypothèses utilisées et le détail du calcul permettant d'affirmer que le tarif proposé est globalement avantageux puisqu'il permet de réduire d'environ 25 % les coûts de chauffage sur une période de 40 ans, tel que souligné au préambule (i). Veuillez commenter.
- 11.5 Considérant que les premières années, les besoins de chauffage des espaces seront comblés à près de 100 % par l'hydroélectricité mais que cette portion diminuera à moins de 45 % au terme du contrat, veuillez présenter l'évolution dans le temps de l'avantage économique évalué à 25 % sur une période de 40 ans, ainsi que

l'estimation du nombre d'heures, au fil du temps, où le chauffage d'une résidence devra passer en mode mazout.

- 11.6 Veuillez élaborer sur la notion de calibration du nouveau tarif afin de valider le prix proposé pour la 2^e tranche d'énergie.
- 11.7 Dans l'hypothèse où le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie devait augmenter de 30 à 40 kWh-jour, veuillez expliquer comment le Distributeur entend modifier le prix proposé de la 2^e tranche d'énergie. Veuillez quantifier quel serait l'impact de cette ou ces modifications sur les revenus générés au nouveau tarif ainsi qu'au gain économique prévu de 60 M\$ actualisé (2019).
- 11.8 Dans l'hypothèse où le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie devait augmenter de 30 à 40 kWh-jour et que pour le prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif DN, la Régie devait autoriser la reprise de la hausse de 8 % par année, en sus de l'ajustement tarifaire moyen, jusqu'à l'atteinte du coût évité en réseaux autonomes conformément à la décision D-2014-037, veuillez expliquer comment le Distributeur entendrait modifier le prix proposé de la 2^e tranche d'énergie. Veuillez quantifier quel serait l'impact de ces modifications sur les revenus générés au nouveau tarif ainsi qu'au gain économique prévu de 60 M\$ actualisé (2019).
- 11.9 Veuillez élaborer sur la possibilité et l'intérêt de fixer un tarif dissuasif distinct pour le réseau autonome d'Inukjuak, considérant que la source de production primaire du réseau sera hydroélectrique.

INVESTISSEMENT DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

12. Référence : [La Presse+, édition du 16 août 2019, section Actualités, écran 11.](#)

Préambule :

ENVIRONNEMENT

ONZE MILLIONS POUR TRANSFORMER LE VISAGE ÉNERGÉTIQUE DU GRAND NORD

Ottawa a annoncé un investissement de 11 millions pour aider Hydro-Québec à transformer le visage énergétique de 13 communautés autochtones dans le Grand Nord québécois, un projet qui permettra au Québec et au Canada de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 7500 tonnes d'ici 2030. Le député Marc Miller, secrétaire parlementaire de la ministre des Relations Couronne-Autochtones, en a fait l'annonce au musée Pointe-à-Callière, à Montréal, hier. Il était accompagné de nombreux représentants d'Hydro-Québec. Vendredi dernier, le gouvernement du Québec avait annoncé l'installation de deux éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine afin d'amorcer la transition énergétique. L'argent investi permettra de moderniser l'équipement et d'y ajouter des sources d'énergie renouvelable. Les communautés autochtones du Grand Nord et les Îles-de-la-Madeleine sont largement dépendantes du diesel, et représentent environ 1 % du bilan énergétique d'Hydro-Québec provenant de sources non renouvelables. — Raphaël Pirro, *La Presse*

Demandes :

- 12.1 Veuillez indiquer si Inukjuak fait partie des 13 communautés qui bénéficient de l'investissement de 11 M\$ du gouvernement fédéral. Si oui, veuillez en indiquer le montant. Si non, veuillez en expliquer les raisons
- 12.2 Le cas échéant, veuillez préciser le traitement comptable et réglementaire de cet investissement du gouvernement fédéral et indiquer comment il est pris en compte dans l'analyse économique du projet de conversion de la communauté à l'énergie renouvelable.
- 12.3 De façon plus générale, veuillez dresser un portrait des différentes formes d'aide qui existent au Nunavik et en particulier à Inukjuak et qui proviennent des différents niveaux de gouvernements fédéral, provincial ou local, pour diminuer le coût du mazout à chauffage d'une part, et du diesel destiné à la production d'électricité, d'autre part.

- 12.4 Veuillez préciser si l'analyse économique présentée au Tableau 2 du présent dossier est uniquement du point de vue du Distributeur. Veuillez préciser également comment les subventions des différents niveaux de gouvernement sont traitées dans cette analyse économique.