

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE LA RÉGIE**



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

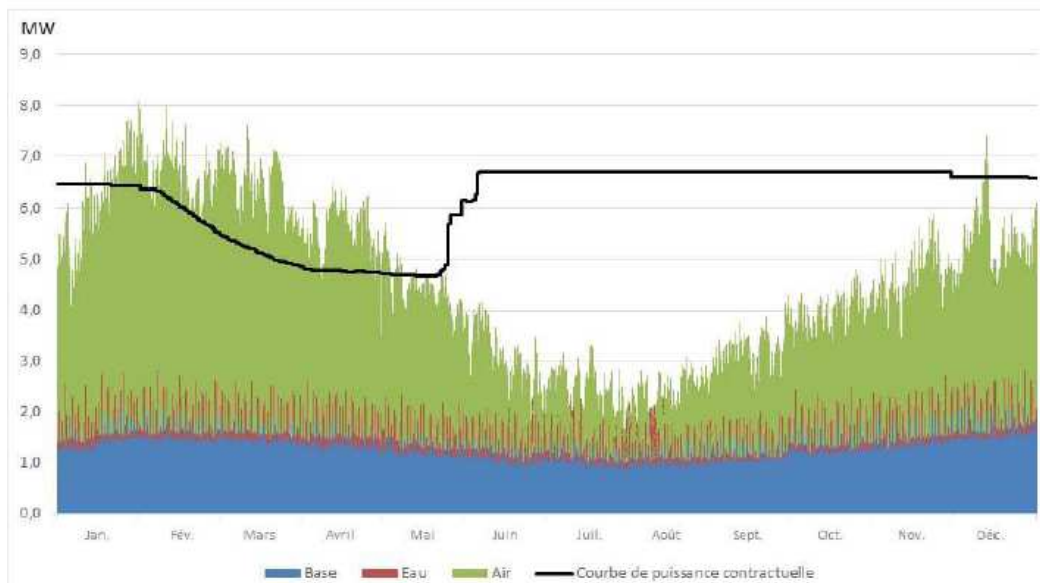
Adéquation de la ressource renouvelable aux besoins de la communauté

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 :**

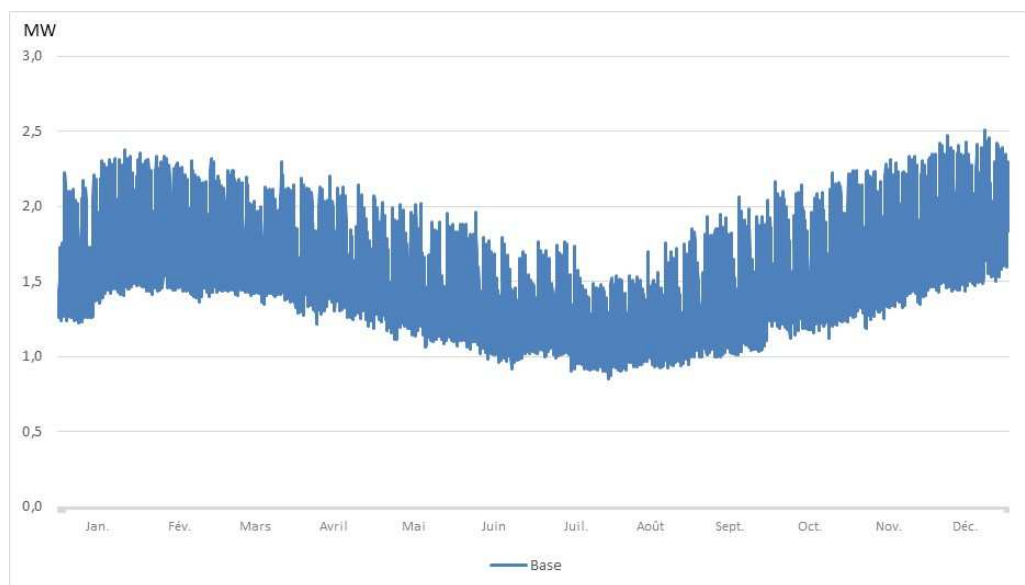
1.1 La Régie constate que les usages de base (aire en bleu) connaissent très peu de variation relative d'une journée à l'autre alors que l'usage eau chaude (courbe en rouge) connaît des variations très importantes (au moins d'un facteur 10). Veuillez expliquer. Dans votre réponse, veuillez présenter et justifier les hypothèses caractérisant la charge d'eau chaude.

**Réponse :**

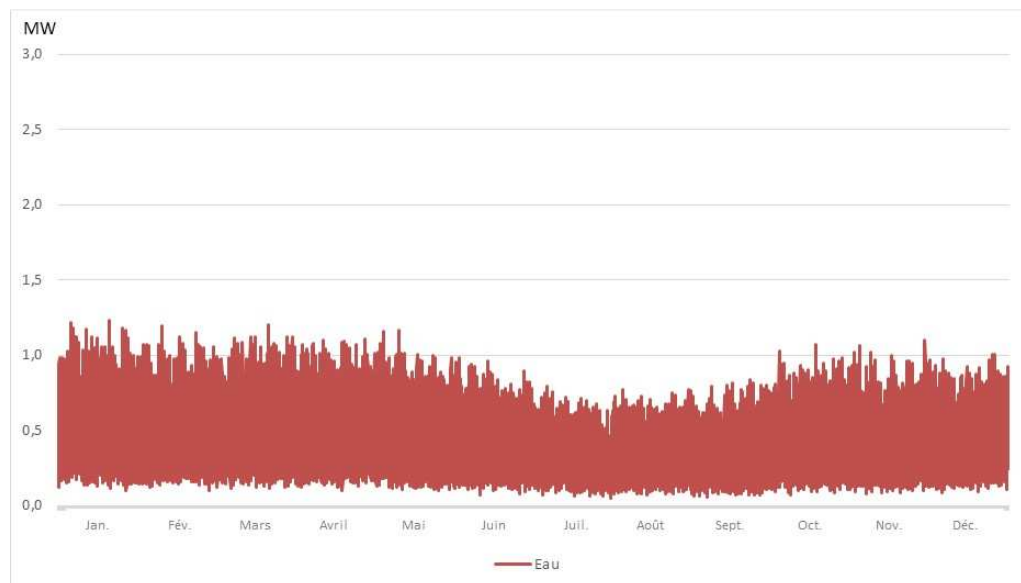
1 **Les besoins relatifs à l'usage chauffage de l'eau ne varient pas, d'une journée**  
2 **à l'autre, davantage que ceux des usages de base. L'apparence de variations**  
3 **plus importantes de l'usage chauffage de l'eau par rapport aux usages de base**  
4 **est simplement attribuable à la juxtaposition des trois types de charge sur un**  
5 **même graphique. Les figures R-1.1-A et R-1.1-B présentent respectivement les**  
6 **charges horaires des usages de base et celles du chauffage de l'eau de l'année**  
7 **2030.**

8 **Par ailleurs, le profil de consommation de l'électricité relative à l'eau chaude**  
9 **s'appuie sur des données de sous-mesurage de chauffe-eau en réseau intégré.**

**FIGURE R-1.1-A :  
RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE CORRESPONDANT  
AUX USAGES DE BASE PRÉVUS EN 2030**



**FIGURE R-1.1-B :**  
**RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE CORRESPONDANT**  
**À L'USAGE CHAUFFAGE DE L'EAU PRÉVUS EN 2030**

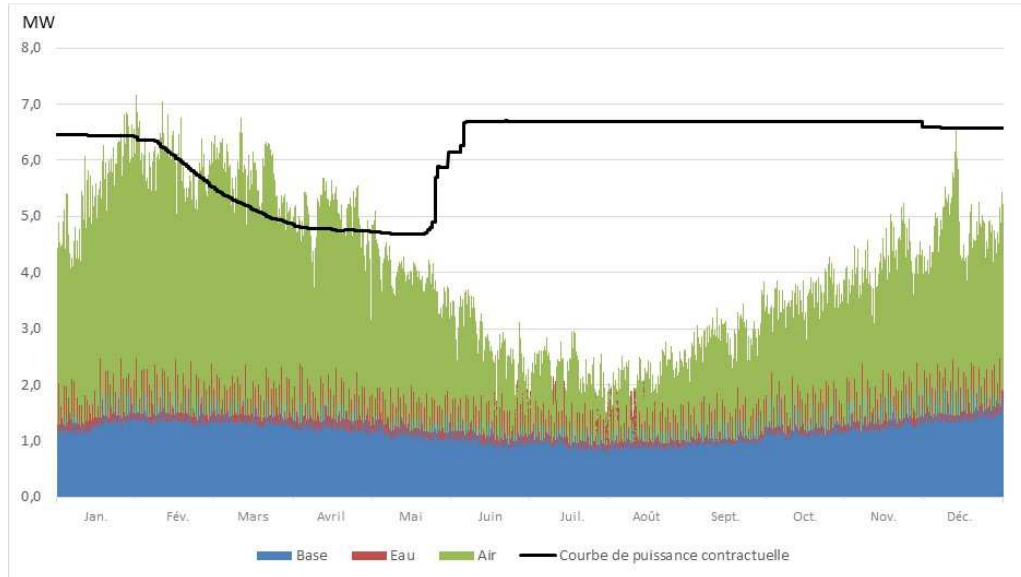


1.2 Veuillez présenter les figures équivalentes à la Figure 2 correspondant à la répartition des besoins en énergie à l'année 2030 en référence (i), pour les années 2025, 2035, 2040, et 2060.

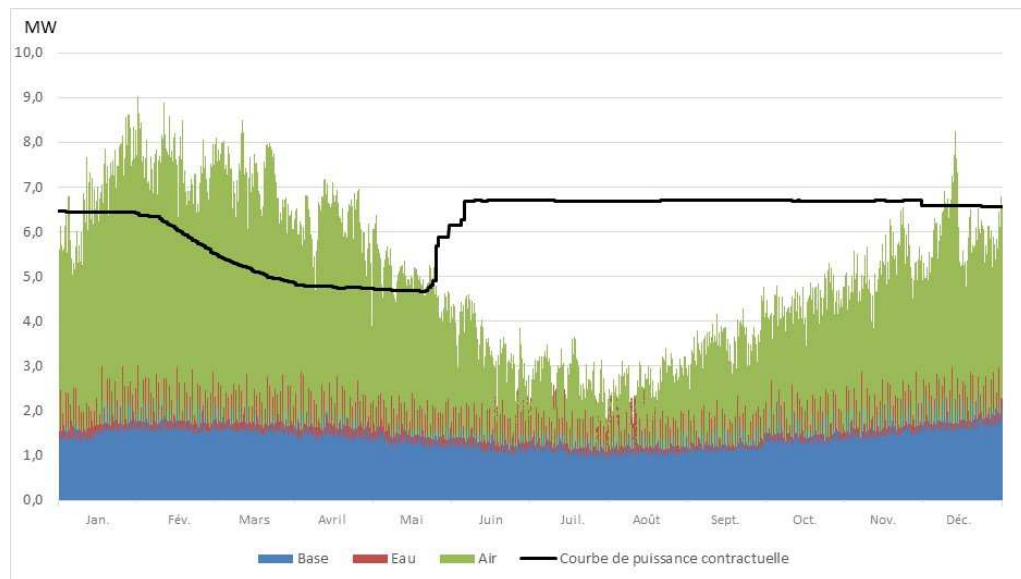
**Réponse :**

- 1 **Le Distributeur présente l'information demandée aux figures R-1.2-A à R-1.2-D**
- 2 **pour les années 2025, 2035, 2040 et 2060, respectivement.**

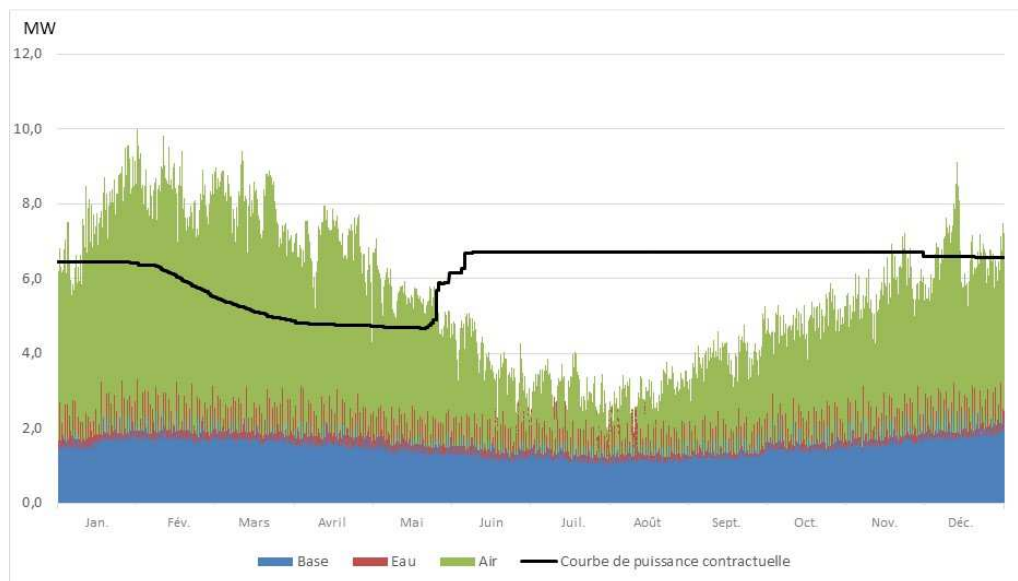
**FIGURE R-1.2-A :**  
**RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS POUR L'ANNÉE 2025**  
**ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE**



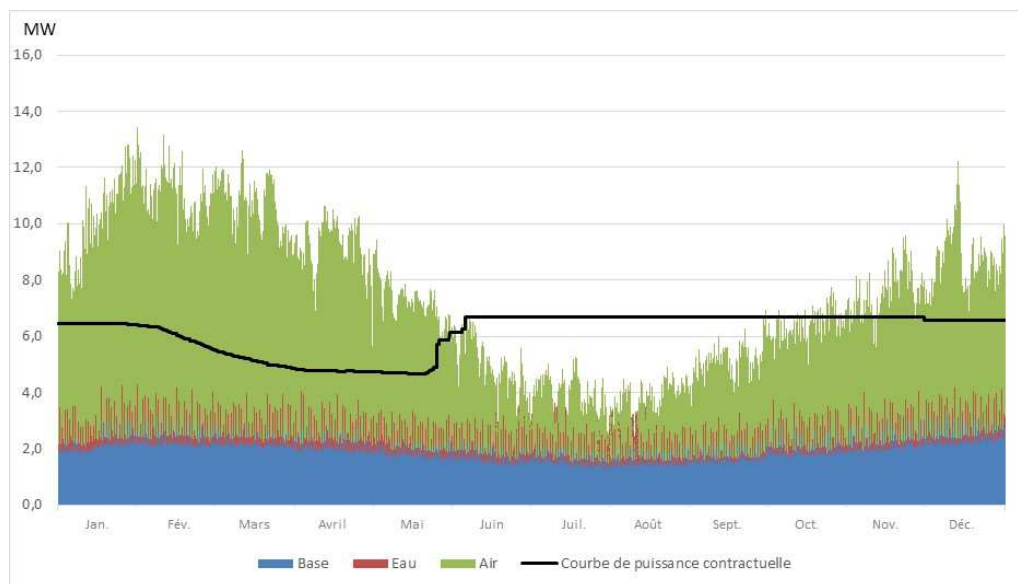
**FIGURE R-1.2-B :**  
**RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS POUR L'ANNÉE 2035**  
**ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE**



**FIGURE R-1.2-C :**  
**RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS POUR L'ANNÉE 2040**  
**ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE**



**FIGURE R-1.2-D :**  
**RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS POUR L'ANNÉE 2060**  
**ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE**



- 1.3 Pour chacune des périodes de 151 (152) jours du 1<sup>er</sup> 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.

**Réponse :**

1           Le Distributeur présente au tableau R-1.3-A l'information demandée pour les  
2           besoins de base de l'ensemble de la clientèle d'Inukjuak et les besoins liés à  
3           l'utilisation de l'électricité des usages de chauffage de l'eau et des espaces de  
4           l'ensemble des clients résidentiels, pour la période de janvier à mai  
5           (3 624 heures), de 2022 à 2062, 2062 étant la dernière année contractuelle  
6           prévue. Toutefois, l'engagement contractuel du Fournisseur étant établi sur une  
7           base horaire, le Distributeur présente cette information sur une base horaire  
8           plutôt que quotidienne.

9           Le tableau R-1.3-A présente également, de janvier à mai de la même période, la  
10          charge correspondant aux besoins de chauffage des espaces de l'ensemble  
11          des clients résidentiels (question 1.4) et le pourcentage de cette charge de  
12          chauffage des espaces qui ne peut pas être comblée par la puissance  
13          contractuelle par rapport à la charge de chauffage des espaces totale  
14          (question 1.5).

**TABLEAU R-1.3-A :**  
**ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DU RÉSEAU D'INUKJUAQ –**  
**PÉRIODE JANVIER À MAI POUR LES ANNÉES 2022 À 2062**

	Nb d'heures où charge totale > puissance contractuelle	Besoins de chauffage des espaces (MWh)	% des besoins de chauffage > puissance contractuelle
2022	0	0	0%
2023	109	9 650	0%
2024	730	9 961	2%
2025	947	10 242	4%
2026	1 162	10 524	5%
2027	1 378	10 821	6%
2028	1 637	11 144	8%
2029	1 808	11 431	10%
2030	1 978	11 716	12%
2031	2 163	12 015	14%
2032	2 329	12 343	16%
2033	2 465	12 631	18%
2034	2 605	12 917	21%
2035	2 709	13 219	23%
2036	2 838	13 554	25%
2037	2 900	13 845	27%
2038	3 002	14 134	30%
2039	3 081	14 437	32%
2040	3 150	14 770	34%
2041	3 182	15 050	36%
2042	3 228	15 323	38%
2043	3 270	15 611	40%
2044	3 305	15 931	42%
2045	3 329	16 195	44%
2046	3 356	16 453	45%
2047	3 376	16 712	47%
2048	3 397	17 081	49%
2049	3 411	17 276	50%
2050	3 431	17 541	51%
2051	3 447	17 786	53%
2052	3 459	18 153	55%
2053	3 471	18 334	56%
2054	3 482	18 593	57%
2055	3 495	18 830	58%
2056	3 500	19 198	60%
2057	3 506	19 370	61%
2058	3 516	19 624	62%
2059	3 529	19 858	63%
2060	3 536	20 112	64%
2061	3 544	20 372	65%
2062	3 554	20 635	66%

1 Le tableau R-1.3-B présente les mêmes informations que celles du  
 2 tableau R-1.3-A, mais pour la période de janvier à décembre. Il inclut également,  
 3 à la dernière colonne, la proportion de la charge de chauffage des espaces qui  
 4 ne peut pas être comblée par la puissance contractuelle par rapport à la charge  
 5 de chauffage des espaces totale, mais en supposant que le chauffage au  
 6 mazout est télécommandé par le Distributeur lorsque la charge totale du réseau

1            **dépasse 90 % de la courbe horaire de puissance contractuelle (voir la réponse**  
2            **à la question 6.7). C'est avec ces données que le Distributeur a évalué à un peu**  
3            **moins de 45 % les besoins de chauffage des espaces qui sont comblés par la**  
4            **centrale hydroélectrique au terme du Contrat (voir la pièce HQD-1, document 1**  
5            **[B-0004], page 15, lignes 15 à 18).**

**TABLEAU R-1.3-B :**  
**ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DU RÉSEAU D'INUKJUAQ –**  
**PÉRIODE JANVIER À DÉCEMBRE POUR LES ANNÉES 2022 À 2062**

	Nb d'heures où charge totale > puissance contractuelle	Besoins de chauffage des espaces (MWh) <sup>1</sup>	% des besoins de chauffage > puissance contractuelle	% des besoins de chauffage > puissance contractuelle (incluant réserve opérationnelle de 10%)
2022	0	1 508	0%	0%
2023	109	15 147	0%	1%
2024	730	15 652	1%	5%
2025	947	16 053	2%	7%
2026	1 163	16 513	3%	8%
2027	1 383	16 975	4%	10%
2028	1 644	17 499	5%	11%
2029	1 820	17 901	6%	13%
2030	1 998	18 365	8%	15%
2031	2 195	18 830	9%	16%
2032	2 365	19 364	10%	18%
2033	2 507	19 763	12%	20%
2034	2 656	20 233	13%	21%
2035	2 772	20 704	15%	23%
2036	2 919	21 252	16%	25%
2037	3 011	21 652	18%	26%
2038	3 136	22 127	19%	28%
2039	3 248	22 599	21%	29%
2040	3 363	23 145	22%	31%
2041	3 435	23 523	24%	32%
2042	3 535	23 975	25%	34%
2043	3 608	24 423	26%	35%
2044	3 694	24 952	28%	37%
2045	3 752	25 300	29%	38%
2046	3 823	25 732	30%	39%
2047	3 888	26 159	31%	40%
2048	3 973	26 675	33%	42%
2049	4 032	26 999	34%	43%
2050	4 101	27 414	35%	44%
2051	4 161	27 825	36%	45%
2052	4 218	28 333	38%	47%
2053	4 269	28 638	39%	48%
2054	4 332	29 041	40%	49%
2055	4 406	29 442	41%	50%
2056	4 461	29 946	42%	51%
2057	4 510	30 237	43%	52%
2058	4 573	30 633	44%	53%
2059	4 643	31 029	45%	54%
2060	4 685	31 429	46%	55%
2061	4 746	31 835	47%	56%
2062	4 110	28 939	49%	57%

Note 1: Données pour la période de décembre 2022 à novembre 2062 (durée du contrat).

Correspond aux ventes présentées dans le fichier Excel HQD 02 01\_R 6.7.xlsx, onglet « Données », ajustées des pertes.

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<sup>er</sup> 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.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme. Voir également la réponse à la question 1.3.**

1.5 Pour chacune des périodes de 151 (152) jours du 1<sup>er</sup> 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.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 1.3.**

**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 :**

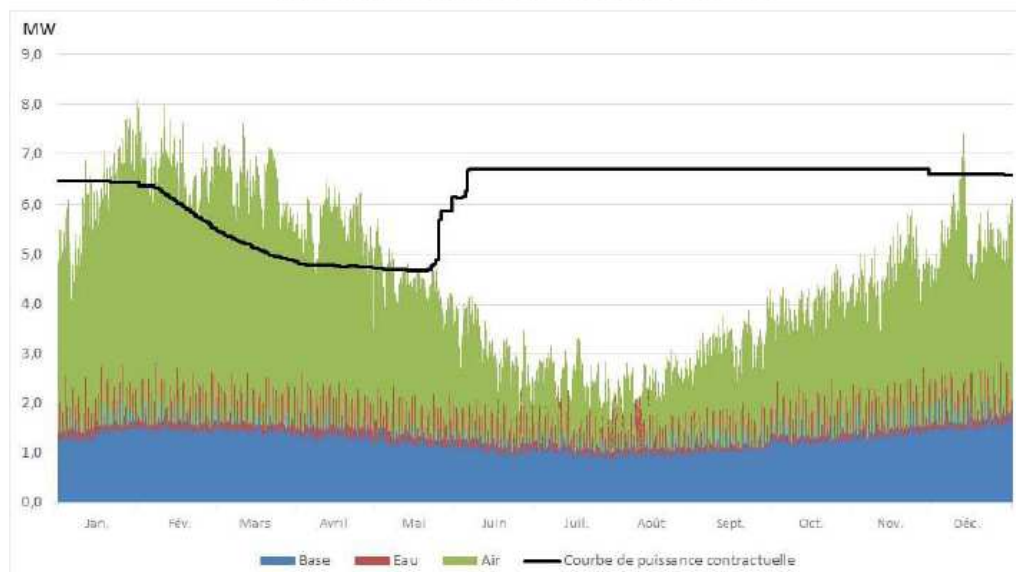
(i) À la page 8, le Distributeur précise :

*« 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 hydraulité 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 fournaises au mazout<sup>8</sup>. » [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.

**Réponse :**

1            **Aux fins de l'analyse économique, un investissement de 5 M\$ (2019) a été**  
2            **considéré pour la construction d'infrastructures cellulaires, de même que des**  
3            **frais mensuels (charges) associées à des abonnements cellulaires totalisant**  
4            **3 M\$ actualisés 2019 (voir les rubriques « Télécom » dans le tableau 2 de la**  
5            **pièce HQD-1, document 1 [B-0004]).**

6            **Le Distributeur évalue différents scénarios alternatifs susceptibles d'être moins**  
7            **dispendieux et d'offrir plus de flexibilité, dont par exemple le recours à une**  
8            **infrastructure de mesurage avancé. Pour le contrôle de la charge de chauffage**  
9            **chez les clients, le concept est le même que pour la biénergie actuellement**  
10           **installée chez les clients du réseau principal, à l'exception que la permutation**  
11           **sera télécommandée au lieu d'être réglée sur un seuil de température.**

12           **Voir également la réponse à la question 6.7.**

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 fournaises au mazout.

**Réponse :**

1           **La stratégie du Distributeur est de délester seulement le nombre de systèmes**  
2           **de chauffage requis afin de respecter la capacité de production du fournisseur**  
3           **et ainsi maximiser les revenus. Le Distributeur en présente des exemples.**

4           **Lorsque la demande totale dépasse la puissance contractuelle et que le**  
5           **Fournisseur confirme que la puissance disponible est égale à la puissance**  
6           **contractuelle, la stratégie du Distributeur consiste à ne délester que les charges**  
7           **de chauffage à la biénergie requises de façon à ne pas dépasser la puissance**  
8           **contractuelle.**

9           **De plus, pour une journée donnée, lorsque le Fournisseur confirme une**  
10           **puissance disponible supérieure à la courbe de puissance contractuelle et que**  
11           **la totalité des charges de chauffage des clients résidentiels est supérieure à la**  
12           **courbe de puissance contractuelle, la stratégie du Distributeur consiste à**  
13           **utiliser l'énergie excédentaire disponible et à ne délester que les charges de**  
14           **chauffage qui permettent de respecter la puissance disponible de la centrale**  
15           **hydroélectrique (en tenant compte d'une marge de manœuvre pour assurer la**  
16           **fiabilité du réseau) pour cette journée. L'utilisation de cette énergie**  
17           **excédentaire constitue des ventes additionnelles au prix de la 2<sup>e</sup> tranche**  
18           **d'énergie du tarif proposé, alors que le Distributeur paie cette énergie à un coût**  
19           **équivalent au prix de la 1<sup>re</sup> tranche.**

20           **Voir également la réponse à la question 6.7 pour plus de détails.**

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.

**Réponse :**

21           **La stratégie de délestage sera précisée lorsque le Distributeur aura arrêté son**  
22           **choix technologique pour la télécommande des charges de chauffage à la**  
23           **biénergie. Cette stratégie tiendra compte d'une répartition du délestage la plus**  
24           **uniforme possible des systèmes biénergie de façon à maintenir un partage**

1            **équitable des avantages que l'utilisation de l'électricité procure. En outre, afin**  
2            **d'assurer le bon fonctionnement des systèmes de chauffage, la stratégie de**  
3            **délestage prévoira un minimum de permutations pour démarrer les fournaies**  
4            **biénergie au mazout selon une programmation prédéterminée.**

5            **Les coûts liés à l'opérationnalisation de la stratégie de délestage sont inclus**  
6            **dans les coûts des infrastructures techniques requises pour le télécontrôle.**  
7            **Voir la réponse à la question 2.1.**

**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.

**Réponse :**

8            **Dans les premières années suivant la mise en service de la centrale**  
9            **hydroélectrique, l'utilisation des systèmes biénergie en mode combustible sera**  
10           **minimale puisque les besoins de chauffage estimés peuvent être comblés à**  
11           **près de 100 % par la production hydroélectrique (voir le tableau R-1.3, en**  
12           **réponse à la question 1.3). Comme mentionné en réponse à la question 2.3, il**  
13           **est prévu que le mode combustible des systèmes biénergie soit activé selon**  
14           **une programmation prédéterminée pour en assurer le bon fonctionnement et**  
15           **ce, dès la première année de mise en service.**

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.

**Réponse :**

1           **La probabilité que les systèmes biénergie soient démantelés par les**  
2           **propriétaires, pour des raisons d'espace, de remplacement du réservoir ou des**  
3           **raisons de sécurité ou d'assurance, est faible, voire nulle vu les incidences**  
4           **monétaires que ce démantèlement provoquerait. En effet, le tarif DN et les frais**  
5           **spéciaux de raccordement s'appliqueraient advenant la conversion de système**  
6           **de chauffage à l'électricité (c'est-à-dire le démantèlement du système de**  
7           **chauffage au mazout). Ainsi, le client n'a aucun intérêt à ne pas maintenir en**  
8           **place le système biénergie.**

9           **Enfin, le Distributeur entend sensibiliser la population d'Inukjuak,**  
10           **particulièrement l'OMHK, qui est propriétaire et exploitant de la grande majorité**  
11           **du parc immobilier résidentiel d'Inukjuak, des gains économiques associés au**  
12           **chauffage biénergie et de l'impact monétaire qu'aurait une éventuelle**  
13           **conversion à l'électricité.**

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.

**Réponse :**

14           **Le client a toujours le choix de la source d'énergie à utiliser pour satisfaire ses**  
15           **besoins de chauffage. Toutefois, le Distributeur dispose de plusieurs outils**  
16           **reflétant le signal de prix de long terme afin de les inciter à faire les bons choix**  
17           **énergétiques. Comme la centrale hydroélectrique n'est pas en mesure de**  
18           **combler tous les besoins de chauffage à Inukjuak, le signal de prix de long**  
19           **terme demeure celui associé à la production d'électricité à partir d'une centrale**  
20           **thermique.**

21           **De ce fait, il est important d'inciter dès maintenant les clients à investir dans un**  
22           **système biénergie puisqu'il s'agit de la meilleure façon de valoriser la**  
23           **production hydroélectrique tout en favorisant une utilisation efficace du**  
24           **combustible, c'est-à-dire une utilisation au lieu de consommation plutôt qu'à la**  
25           **centrale lorsqu'il s'agit de satisfaire des besoins associés à un usage**  
26           **thermique. Le tarif proposé combiné au maintien du tarif DN, du prix dissuasif**  
27           **aux tarifs généraux en présence de chauffage électrique ou de toute autre**  
28           **application thermique non autorisée, et des frais spéciaux de raccordement à**  
29           **un réseau autonome de même que la suspension du PUEÉ sont un ensemble**  
30           **de mesures complémentaires qui permettent d'inciter les clients à opter pour le**

1           **bon choix énergétique à Inukjuak, soit le chauffage biénergie pour les clients**  
2           **résidentiels et le chauffage au mazout pour les clients généraux.**

3           **Ainsi, si le client résidentiel choisit le chauffage tout à l'électricité (TAE), les**  
4           **frais spéciaux de raccordement à un réseau autonome et le tarif DN**  
5           **continueront de s'appliquer, comme c'est le cas actuellement. S'il choisit de se**  
6           **chauffer au mazout, son coût de chauffage sera plus élevé puisque le PUEÉ**  
7           **n'est plus offert et sa consommation d'électricité continuera d'être facturée au**  
8           **tarif DN. Mais s'il choisit la biénergie, le client sera alors admissible au tarif**  
9           **domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak proposé et il n'aura pas à payer les**  
10           **frais spéciaux de raccordement.**

11           **Considérant ce qui précède, le Distributeur juge que le choix de la biénergie,**  
12           **tant pour les nouvelles constructions résidentielles que celles existantes,**  
13           **confère au client un avantage économique tant par rapport au chauffage TAE**  
14           **qu'au chauffage au mazout.**

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.

**Réponse :**

15           **Voir la réponse à la question 3.3.**

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.

**Réponse :**

16           **Voir la réponse à la question 3.3.**

17           **Le Distributeur estime que le tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak**  
18           **constitue la meilleure façon de valoriser la production hydroélectrique tout en**  
19           **permettant de tenir compte de l'enjeu de la puissance disponible.**

1 **Comme mentionné à la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), l'énergie excédant**  
2 **la courbe de puissance contractuelle (énergie excédentaire) de même que**  
3 **l'énergie disponible en été permettront la réalisation d'initiatives locales de**  
4 **développement économique. Le Distributeur évaluera, le cas échéant, si des**  
5 **modifications à son offre commerciale et tarifaire sont requises.**

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.

**Réponse :**

6 **Voir la réponse à la question 3.5.**

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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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.

**Réponse :**

7 **Considérant que, d'une part, la production d'électricité demeure à la marge de**  
8 **source thermique (voir la réponse à la question 3.3) et que, d'autre part, le coût**  
9 **marginal de la production thermique est sensiblement le même peu importe le**  
10 **réseau autonome au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, il ne serait pas équitable d'appliquer**  
11 **aux clients résidentiels d'Inukjuak un prix dissuasif différent de celui applicable**  
12 **ailleurs au Nunavik.**

#### **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.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur présente à l'annexe A les illustrations schématiques**  
2 **demandées. La figure A-1 est une illustration de l'ensemble des principales**  
3 **infrastructures de production, de transport et de distribution pour le réseau**  
4 **d'Inukjuak proposées, permettant de les localiser géographiquement.**

5 **La figure A-2 présente une illustration des infrastructures (à l'exception de la**  
6 **centrale hydroélectrique du Fournisseur), ainsi que les différents schémas**  
7 **électriques des centrales, du poste d'interconnexion et des réseaux de**  
8 **transport et de distribution. Le tableau R-4.1 précise les responsabilités des**  
9 **coûts d'investissement et d'exploitation de chacune des parties.**

**TABLEAU R-4.1 :**  
**RESPONSABILITÉS DE CHAQUE PARTIE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET D'EXPLOITATION –**  
**PROJET INNAVIK**

Infrastructures		Coûts	
		Investissement	Exploitation
1	Centrale hydroélectrique Innavik	Fournisseur	Fournisseur
2	Ligne de transport à 25 kV	Fournisseur	Fournisseur
3	Centrale thermique de réserve	HQD	HQD
4	Poste d'interconnexion	HQD	HQD
5	Réseau de distribution d'Inukjuak	HQD	HQD

1            **Concernant les articles 14.1 et 14.2 de l'Entente de raccordement, ils sont**  
 2            **destinés à permettre au Distributeur de conserver son droit de construire une**  
 3            **ligne (lui appartenant) sur les terrains pour lesquels le Fournisseur aurait**  
 4            **acquis les droits de construire ses propres installations, notamment la *ligne de***  
 5            ***transport*.**

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.

**Réponse :**

6            **Voir la réponse à la question 4.1.**

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.

**Réponse :**

7            **Le Fournisseur construira et exploitera la ligne de transport à 25 kV, sur une**  
 8            **distance d'environ 10 km, qui servira à transporter l'électricité produite par la**  
 9            **nouvelle centrale hydraulique. Il n'y a pas de distinction à faire entre le point de**  
 10          **raccordement et le point de livraison. Dans l'éventualité où la nouvelle centrale**  
 11          **thermique était localisée à un autre endroit, le point de raccordement et le point**  
 12          **de livraison demeurerait les mêmes, c'est-à-dire à l'extrémité de la ligne de**  
 13          **transport construite par le Fournisseur, là où l'électricité produite par la**

1                   **centrale hydroélectrique est livrée au Distributeur (voir à cet égard les schémas**  
2                   **électriques des figures A-2 et A-3 (question 4.4) de l'annexe A).**

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.

**Réponse :**

3                   **La figure A-3 de l'annexe A présente les différents schémas électriques des**  
4                   **principales infrastructures de production, de transport et de distribution lors**  
5                   **du maintien de la centrale thermique actuelle après le début des livraisons de**  
6                   **la centrale Innavik au cours de la période 2022-2024.**

7                   **Pour une meilleure compréhension du projet de conversion du réseau**  
8                   **d'Inukjuak, le Distributeur tient à préciser qu'une période de transition est**  
9                   **prévue entre le début des livraisons d'électricité par le Fournisseur (au**  
10                  **1<sup>er</sup> décembre 2022) et la date planifiée de mise en service de la nouvelle centrale**  
11                  **thermique de réserve (en 2024), période durant laquelle la centrale thermique**  
12                  **actuelle assurera l'alimentation en cas de panne de la centrale hydroélectrique**  
13                  **alors que la conversion des systèmes résidentiels de chauffage de l'eau sera**  
14                  **progressivement achevée. Pour cette période de transition, le Distributeur a**  
15                  **prévu un raccordement temporaire à 4 kV entre la centrale thermique actuelle**  
16                  **et le nouveau poste d'interconnexion avec la centrale hydroélectrique, la**  
17                  **nouvelle centrale thermique de réserve et le réseau rehaussé à 25 kV.**

18                  **Le Distributeur rappelle que la situation hypothétique où la centrale thermique**  
19                  **actuelle serait constituée en centrale de réserve au-delà de 2024 n'est pas**  
20                  **envisagée dans le cadre du projet de conversion du réseau d'Inukjuak. Voir**  
21                  **également la réponse à la question 7.3.**

22                  **Le tableau R-4.4 précise les responsabilités des coûts d'investissement et**  
23                  **d'exploitation de chacune des parties.**

**TABLEAU R-4.4 :  
RESPONSABILITÉS DE CHAQUE PARTIE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET  
D'EXPLOITATION – CENTRALE ACTUELLE MAINTENUE  
AU COURS DE LA PÉRIODE 2022-2024**

Infrastructures		Coûts	
		Investissement	Exploitation
1	Centrale hydroélectrique Innavik	Fournisseur	Fournisseur
2	Ligne de transport à 25 kV	Fournisseur	Fournisseur
3	Centrale thermique actuelle 2022-2024	HQD	HQD
4	Poste	HQD	HQD
5	Réseau de distribution d'Inukjuak	HQD	HQD
6	Ligne de transport à 4 kV centrale-poste 2,2 km	HQD	HQD

**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.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur tient à préciser, qu'en mode normal d'exploitation, seule la**  
2            **centrale hydroélectrique produit l'électricité qui alimente le réseau. Dans ce**  
3            **cas, tous les groupes de la centrale thermique sont arrêtés.**

1           **La centrale thermique sera toutefois démarrée périodiquement pour en vérifier**  
2           **le bon fonctionnement ou en raison d'une panne de la centrale hydroélectrique.**  
3           **Lors d'une panne générale, la centrale hydroélectrique ne sera pas en mesure**  
4           **de reprendre la charge du réseau. La centrale thermique reprendra alors la**  
5           **charge totale du réseau. C'est dans ce contexte que le 10 % de la puissance**  
6           **nominale totale est considéré. La charge sera ensuite graduellement transférée**  
7           **à la centrale hydroélectrique et les groupes diesels seront arrêtés.**

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.

**Réponse :**

8           **Non. Voir la réponse à la question 5.1.**

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
<b>Investissements majeurs</b>		
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 ÉCONOMIQUE<sup>9</sup>

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

(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).

**Réponse :**

1 **Le tableau de la référence (ii) présente les investissements majeurs en M\$ de**  
2 **l'année 2019, tandis que le tableau de la référence (vi) présente l'ensemble des**  
3 **investissements et des charges sur la durée de la période d'analyse en M\$**  
4 **actualisés 2019, tant pour les travaux majeurs que pour les travaux de**  
5 **maintenance.**

6 **Dans le scénario Statut quo (référence (vi)), le montant de 37 M\$ actualisés**  
7 **associé à la nouvelle centrale diesel inclut le montant des investissements de**  
8 **41 M\$ 2019 présenté à la référence (ii), de même que les dépenses en**  
9 **maintenance prévus pour cette nouvelle centrale jusqu'à la fin de la période**  
10 **d'analyse. Le montant de 2 M\$ actualisés associé à la centrale diesel actuelle**  
11 **correspond aux dépenses en maintenance à réaliser jusqu'à la mise en service**  
12 **de la nouvelle centrale diesel prévue en 2024.**

13 **Dans le scénario Projet Innavik (référence (vi)), le montant de 28 M\$ actualisés**  
14 **associé à la nouvelle centrale diesel de réserve inclut le montant des**  
15 **investissements de 31 M\$ 2019 présenté à la référence (ii), de même que les**  
16 **dépenses prévus en maintenance pour cette nouvelle centrale jusqu'à la fin de**  
17 **la période d'analyse. Le montant de 1 M\$ actualisés associé à la centrale diesel**  
18 **actuelle correspond aux dépenses en maintenance à réaliser jusqu'à la mise en**  
19 **service de la nouvelle centrale diesel de réserve prévue en 2024.**

20 **Voir également la réponse à la question 6.7.**

6.2 Veuillez indiquer la capacité (MW) et la charge typique (GWh en 2024) de la nouvelle centrale diesel du scénario de Statu Quo.

**Réponse :**

21 **Le Distributeur n'est pas en mesure d'indiquer la puissance installée de la**  
22 **nouvelle centrale diesel du scénario Statu quo. Toutefois, celle-ci devrait être**

- 1 **d'une capacité suffisante pour répondre à la prévision de charge du réseau**  
2 **considérant le critère de fiabilité (N-1) \* 90%.**  
3 **La charge prévue des usages de base en 2024 est de 12,4 GWh.**

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.

**Réponse :**

- 4 **Le Distributeur estime que la production d'eau chaude dans le secteur**  
5 **résidentiel ajoutera 0,5 MW à la pointe en 2019. Ces valeurs correspondent à un**  
6 **impact diversifié à la pointe du réseau d'environ 0,9 kW par unité d'habitation.**

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.

**Réponse :**

- 7 **Le Distributeur n'est actuellement pas en mesure d'indiquer la puissance**  
8 **installée de la nouvelle centrale diesel du scénario Projet Innavik, laquelle sera**  
9 **déterminée dans les phases de conception et d'ingénierie.**  
10 **La charge prévue de la centrale de réserve correspond à une utilisation**  
11 **d'environ un mois par année, de manière à la maintenir en bon état de**  
12 **fonctionnement et à remplacer la production de la centrale hydroélectrique**  
13 **lorsque celle-ci est en arrêt planifié ou forcé.**  
14 **Quant à la capacité de la centrale, elle devra permettre de combler les charges**  
15 **de base de l'ensemble des clients du réseau d'Inukjuak et la charge de**  
16 **chauffage de l'eau des clients résidentiels à l'horizon 2062.**  
17 **Voir la réponse à la question 6.7 pour les charges en kW et en MWh.**

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.

**Réponse :**

1 D'une part, la nouvelle centrale de réserve du scénario Projet Innavik n'aura pas  
2 nécessairement une capacité plus élevée que la centrale diesel du scénario  
3 Statu quo. En effet, dans le scénario Statu quo, la capacité installée de la  
4 centrale diesel est basée sur le critère de puissance garantie, soit  $(N-1)*90\%$ .  
5 Pour la centrale diesel de réserve du Projet Innavik, un critère de  $(N-0)*90\%$  est  
6 utilisé, le 1 du critère étant remplacé par la centrale hydroélectrique.

7 D'autre part, les coûts de construction des centrales diesel, évalués de façon  
8 paramétrique, ne sont pas directement reliés à la puissance installée. La  
9 centrale du scénario Statu quo sert à alimenter la charge en continue. Elle  
10 requiert donc des exigences techniques plus élevées que celles de la centrale  
11 de réserve du scénario Projet Innavik qui sera utilisée lorsque la centrale  
12 hydroélectrique sera en arrêt planifié ou forcé.

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.

**Réponse :**

13 Le déclencheur de la plupart des activités de maintenance est fonction du  
14 nombre d'heures d'utilisation des équipements. Conséquemment, les charges  
15 d'entretien des moteurs d'une centrale de réserve, appelés à fonctionner un  
16 nombre limité d'heures, sont beaucoup plus faibles que celles des moteurs qui  
17 sont utilisés en base. Ainsi, les charges de la nouvelle centrale diesel de réserve  
18 du scénario Projet Innavik sont deux fois moins élevées, en dollars actualisés  
19 (2019), que celles de la nouvelle centrale diesel du scénario Statu quo.

20 Voir également la réponse à la question 6.7.

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 CO<sub>2</sub>.

**Réponse :**

21 Les informations demandées se trouvent dans le fichier Excel  
22 HQD-02-01\_R-6.7.xlsx. Le tableau 2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004) est  
23 repris à l'onglet « Sommaire » de ce fichier. À l'onglet « Annuel » du fichier se

1 trouvent les données annuelles de l'analyse économique<sup>1</sup> et, à l'onglet  
2 « Données », les données annuelles de la prévision de la demande (voir la  
3 question 6.4) et le détail des prévisions de consommation du combustible.

4 La période d'analyse est de 2019 à 2062. Elle se termine plus précisément le  
5 30 novembre 2062, considérant la date garantie de début des livraisons du  
6 1<sup>er</sup> décembre 2022 et de la durée du contrat avec le Fournisseur de 40 ans. Les  
7 investissements ont été estimés de façon paramétrique et seront raffinés lors  
8 des étapes de conception et d'ingénierie.

#### 9 Centrale diesel actuelle

- 10 • Dans les deux scénarios, la centrale diesel actuelle est maintenue en  
11 opération jusqu'en 2024. Des investissements et des charges sont donc  
12 prévus afin de la maintenir en bon état de fonctionnement (maintenance  
13 et interventions majeures), jusqu'à son démantèlement en 2025  
14 (montant aux charges). Voir également la réponse à la question 6.1.

#### 15 Nouvelle centrale diesel

- 16 • Scénario Statu quo : La mise en service d'une nouvelle centrale diesel  
17 est prévue en 2024 (interventions majeures). Le coût de la construction  
18 de la nouvelle centrale diesel inclut les investissements et les charges  
19 (en maintenance et en interventions majeures) requis afin de la  
20 maintenir en bon état de fonctionnement jusqu'à la fin de la période  
21 d'analyse.
- 22 • Scénario Projet Innavik : La construction d'une centrale diesel de  
23 réserve est requise afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement  
24 électrique du village (voir la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), page 8,  
25 lignes 26 à 36, de même que la réponse à la question 7.3). Le coût de la  
26 construction de la centrale diesel de réserve inclut les investissements  
27 et les charges requis afin de la maintenir en bon état de fonctionnement  
28 jusqu'à la fin de la période d'analyse.

#### 29 Réseau de distribution

- 30 • Scénario Statu quo : La conversion du réseau de distribution de 4 kV à  
31 25 kV est prévue avec une mise en service en 2043, car un tel  
32 investissement est requis lorsque la charge de pointe avoisine  
33 3 000 kW. Cet investissement nécessite la construction d'un nouveau  
34 poste de transformation 4 kV-25 kV.
- 35 • Scénario Projet Innavik : La conversion du réseau de distribution de  
36 4 kV à 25 kV est prévue dès le début des livraisons, car la charge en

---

<sup>1</sup> Comme mentionné en note de bas de page 17 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), l'analyse économique a été réalisée sur une base mensuelle. À des fins de simplification, les informations dans le fichier Excel sont présentées sur une base annuelle.

1                    pointe sera supérieure à 3 000 kW (voir la pièce HQD-1, document 1  
2                    (B-0004), page 9, lignes 1 à 10). Un nouveau poste d'interconnexion à  
3                    25 kV est construit pour acheminer la production de la centrale  
4                    hydroélectrique au réseau de distribution d'Hydro-Québec et pour  
5                    élever la tension produite par la centrale diesel de réserve de 4 kV à  
6                    25 kV.

### 7                    **Télécommunications**

- 8                    • **Scénario Projet Innavik : Un investissement de 5 M\$ (2019) a été**  
9                    **considéré pour la construction d'infrastructures cellulaires dans le but**  
10                    **de contrôler à distance la permutation de la source d'énergie utilisée**  
11                    **pour le chauffage des espaces des abonnements résidentiels (incluant**  
12                    **les coûts liés à l'opérationnalisation de la stratégie de délestage) de**  
13                    **même que des frais mensuels (charges) associés à des abonnements**  
14                    **cellulaires (voir également les réponses aux questions 2.1 et 2.3).**

### 15                    **Valeurs résiduelles**

- 16                    • **Des valeurs résiduelles sont prises en compte pour les investissements**  
17                    **dont la fin de vie survient au-delà de la dernière année de la période**  
18                    **d'analyse.**

### 19                    **Intégration et Exploitation**

- 20                    • **Dans les deux scénarios, les coûts d'exploitation représentent les coûts**  
21                    **de la main-d'œuvre et des équipements d'exploitation des centrales**  
22                    **diesel.**
- 23                    • **Scénario Projet Innavik : Les coûts d'intégration (aux charges),**  
24                    **associés aux études d'intégration et de protection, aux essais de**  
25                    **validation, essais de performance et autres, aux frais d'Hydro-Québec,**  
26                    **sont pris en compte.**

### 27                    **Combustible – carburant diesel de la centrale**

- 28                    • **Dans les deux scénarios, le coût d'achat de diesel pour la centrale est**  
29                    **calculé sur la base des volumes prévus et de la prévision des prix du**  
30                    **diesel à la centrale, comme défini à la section 3.2.1 de la pièce HQD-1,**  
31                    **document 1 (B-0004) (voir l'onglet « Données » du fichier Excel).**
- 32                    • **Scénario Projet Innavik : Les volumes prévus correspondent à une**  
33                    **utilisation d'environ un mois par année, à l'exception des deux**  
34                    **premières années suivant la mise en service de la centrale**  
35                    **hydroélectrique, où la durée d'utilisation est de deux mois, pour le**  
36                    **rodage de la centrale du Fournisseur. Cette utilisation vise à s'assurer**  
37                    **de maintenir en bon état de fonctionnement la centrale diesel de réserve**

1 et à remplacer la production de la centrale hydroélectrique lorsque celle-  
2 ci est en arrêt planifié ou forcé.

3 Les volumes de diesel tiennent également compte des quelques heures  
4 en fin de période d'analyse où la capacité de la centrale hydroélectrique  
5 (courbe horaire de puissance contractuelle) est inférieure au total de la  
6 charge des besoins de base de l'ensemble des clients et de chauffage  
7 de l'eau des clients résidentiels. Dans un tel scénario, la centrale  
8 thermique de réserve devrait fonctionner simultanément avec la  
9 centrale hydroélectrique (comme mentionné en note de bas de la page 8  
10 à la pièce HQD-1, document 1 [B-0004]). Voir également la réponse à la  
11 question 7.7.

### 12 Combustible – PUEÉ

- 13 • Scénario Statu quo : La compensation financière est prise en compte  
14 pour les 5 clients résidentiels à Inukjuak qui participent au PUEÉ.
- 15 • Scénario Projet Innavik : La compensation financière est prise en  
16 compte pour les 5 clients résidentiels à Inukjuak qui participent au  
17 PUEÉ, selon la stratégie de transition d'une période de 7 ans explicitée  
18 à la pièce HQD-1, document 3 (B-0006), page 8, lignes 21 à 27.

### 19 Électricité (contrat)

- 20 • Scénario Projet Innavik : Les coûts d'achat d'électricité en vertu du  
21 contrat d'approvisionnement sont calculés conformément à la formule  
22 de prix prévue à l'article 13, considérant une date garantie de début des  
23 livraisons au 1<sup>er</sup> décembre 2022 et un taux d'inflation à long terme de  
24 2 %.

### 25 Revenus additionnels

26 Le Distributeur estime les revenus additionnels associés à la conversion des  
27 systèmes de chauffage résidentiel et à l'application du tarif domestique  
28 biénergie dans le scénario Innavik. Il s'agit des revenus additionnels nets de la  
29 perte de revenus provenant des usages de base facturés à un prix de la  
30 2<sup>e</sup> tranche d'énergie plus faible du tarif domestique biénergie que celui du  
31 tarif DN.

32 Globalement, seules les ventes découlant des charges de chauffage se  
33 retrouvant sous la courbe de puissance contractuelle ont été considérées dans  
34 le calcul des revenus.

- 35 • Volume des ventes – Le volume des ventes est établi à partir de la  
36 prévision de la demande par usages pour l'ensemble des clients  
37 résidentiels (voir également la réponse à la question 10.1), présentée à

1 l'onglet « Données » du fichier Excel, en supposant qu'à la mise en  
2 service de la centrale hydroélectrique au 1<sup>er</sup> décembre 2022 :

- 3 ○ Les systèmes de chauffage des espaces de l'ensemble des clients  
4 résidentiels seront convertis à 100 % à la biénergie ;
- 5 ○ La conversion des systèmes de chauffage de l'eau de l'ensemble  
6 des clients résidentiels du mazout à l'électricité débutera et sera  
7 complétée en une année ;
- 8 ○ Le chauffage au mazout est télécommandé par le Distributeur  
9 lorsque la charge totale du réseau dépasse 90 % de la courbe  
10 horaire de puissance contractuelle (marge opérationnelle  
11 paramétrique de 10 %) et les volumes d'électricité associés sont  
12 exclus du calcul des revenus ;
- 13 ○ Les clients disposant d'un système biénergie n'utilisent pas  
14 l'électricité en périodes de restriction.
- 15 ● **Prix de l'électricité – Les revenus sont par la suite évalués en prenant les**  
16 **hypothèses suivantes :**
  - 17 ○ Le tarif DN en vigueur avec un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie à  
18 30 kWh/jour et dont les prix de l'énergie sont indexés annuellement  
19 à 2 % ;
  - 20 ○ Le tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak proposé établi  
21 selon la méthodologie présentée à la section 4 de la pièce HQD-1,  
22 document 3 (B-0006) et en réponse à la question 11.1 ;
  - 23 ○ Une proportion de 85 % de la consommation associée aux usages  
24 de base est facturée au prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie du tarif DN  
25 et du tarif domestique biénergie proposé (voir la pièce HQD-1,  
26 document 3 [B-0006], page 5, lignes 23 et 24) ;
  - 27 ○ Un pourcentage de 50 % des abonnements résidentiels alimentant  
28 une charge de chauffage des espaces et de l'eau, pour établir la  
29 proportion des kWh de chauffage admissibles au prix de la  
30 1<sup>re</sup> tranche du tarif proposé.

31 Le Distributeur présente au tableau R-6.7 un extrait de l'analyse économique  
32 détaillé.

**TABLEAU R-6.7 :**  
**EXTRAIT DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE DU PROJET INNAVIK**

k\$	VAN 2019	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Statu quo</b>	<b>261 856</b>								
<b>Investissements</b>	<b>41 978</b>								
Centrale actuelle - maintenance	1 707	174	512	0	1 229	0	0	0	0
- interventions majeures	357	0	0	0	0	0	467	0	0
	2 064								
Nouvelle centrale - maintenance	4 500	0	0	0	0	0	0	0	0
- interventions majeures	37 691	0	474	2 418	4 709	14 410	23 796	0	0
	42 191								
Réseau de distribution - Poste de transformation	2 235	0	0	0	0	0	0	0	0
- Réseau à 25 kV	1 982	0	0	0	0	0	0	0	0
	4 217								
Valeurs résiduelles - Nouvelle centrale	-5 069								
- Réseau de distribution	-1 424								
<b>Charges</b>	<b>219 877</b>								
Centrale actuelle - maintenance	4 925	845	867	884	904	925	1 236	0	0
- interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- démantèlement	2 590	0	0	0	0	0	0	3 569	0
	7 515								
Nouvelle centrale - maintenance	10 220	0	0	0	0	0	0	545	556
- Interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10 220								
Exploitation	6 827	293	299	305	311	317	323	330	336
Carburant (incluant PUEÉ)	195 316	4 535	4 942	5 259	5 458	5 833	6 307	6 733	7 134
<b>Projet Innavik</b>	<b>202 051</b>								
<b>Investissements</b>	<b>47 744</b>								
Centrale actuelle - maintenance	666	368	315	0	0	0	0	0	0
- Interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	666								
Nouvelle centrale - maintenance	3 961	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interventions majeures	27 481	349	701	1 099	3 532	10 842	17 917	0	0
	31 442								
Réseau de distribution - Poste d'interconnexion	9 737	317	1 078	2 968	6 728	0	0	0	0
- Réseau à 25 kV	4 364	0	0	2 199	2 803	0	0	0	0
	14 101								
Télécommunications	5 003	0	0	2 831	2 887	0	0	0	0
Valeurs résiduelles - Nouvelle centrale	-3 468								
- Réseau de distribution	0								
<b>Charges</b>	<b>221 191</b>								
Centrale actuelle - maintenance	4 699	845	867	884	904	924	943	0	0
- interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- démantèlement	2 590	0	0	0	0	0	0	3 569	0
	7 289								
Nouvelle centrale - maintenance	5 468	0	0	0	0	0	0	346	353
- Interventions majeures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5 468								
Intégration	794	211	108	110	449	0	0	0	0
Exploitation	4 222	293	299	305	311	317	323	165	168
Carburant (incluant PUEÉ)	36 398	4 535	4 942	5 259	4 893	1 306	1 390	717	752
Électricité	164 033	0	0	0	912	11 223	11 267	11 313	11 359
Télécommunications	2 987	0	0	0	26	115	118	124	131
<b>Revenus additionnels</b>	<b>-66 884</b>	0	0	0	-279	-3 150	-3 608	-3 680	-3 806

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.

Réponse :

1 La prévision des prix du diesel à la centrale a un impact significatif sur la  
 2 rentabilité d'un projet lié à la production thermique. Dans le scénario de  
 3 référence, le taux de croissance annuel moyen du prix du diesel à la centrale  
 4 est de 3,4 % sur la période 2019 à 2062. Cette croissance est principalement  
 5 attribuable à l'augmentation prévue du prix du WTI (prévision du *U.S. Energy*  
 6 *Information Administration*) ainsi qu'aux coûts des droits d'émission des gaz à  
 7 effet de serre (SPEDE). En supposant une réduction de ce taux de 25 % (soit de  
 8 3,4 % à 2,5 %), dans un scénario pessimiste, le scénario Projet Innavik demeure  
 9 rentable, avec un gain économique de 32 M\$ actualisés (2019) pour le  
 10 Distributeur, comme présenté au tableau R-6.8-A.

TABLEAU R-6.8-A :  
SCÉNARIO PESSIMISTE : IMPACT D'UN COÛT DU DIESEL PLUS FAIBLE

M\$ act. 2019	Statu quo	Projet Innavik	Écart	
<b>Investissements</b>	<b>42</b>	<b>48</b>		
Centrale diesel actuelle	2	1		
Nouvelle centrale diesel	37	28		
Réseau de distribution	3	14		
Télécom	-	5		
<b>Charges</b>	<b>191</b>	<b>218</b>		
Centrale diesel actuelle	8	7		
Nouvelle centrale diesel	10	5		
Télécom	-	3		
Exploitation	7	5		
Diesel	166	33		
Électricité (Contrat)	-	164		
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>232</b>	<b>266</b>		
<b>Revenus additionnels</b>	<b>-</b>	<b>-65</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>232</b>	<b>201</b>	<b>-32</b>	<b>-14%</b>

11 À l'inverse, en supposant une augmentation du taux de croissance annuel du  
 12 prix du diesel à la centrale de 25 % (soit de 3,4 % à 4,2 %), le gain économique  
 13 pour le Distributeur s'accroît pour atteindre 94 M\$ actualisés (2019), comme  
 14 présenté au tableau R-6.8-B.

**TABLEAU R-6.8-B :**  
**SCÉNARIO OPTIMISTE : IMPACT D'UN COÛT DU DIESEL PLUS ÉLEVÉ**

M\$ act. 2019	Statu quo	Projet Innavik	Écart	
<b>Investissements</b>	<b>42</b>	<b>48</b>		
Centrale diesel actuelle	2	1		
Nouvelle centrale diesel	37	28		
Réseau de distribution	3	14		
Télécom	-	5		
<b>Charges</b>	<b>257</b>	<b>225</b>		
Centrale diesel actuelle	8	7		
Nouvelle centrale diesel	10	5		
Télécom	-	3		
Exploitation	7	5		
Diesel	232	40		
Électricité (Contrat)	-	164		
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>298</b>	<b>273</b>		
<b>Revenus additionnels</b>	<b>-</b>	<b>-68</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>298</b>	<b>204</b>	<b>-94</b>	<b>-32%</b>

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 hydraulité moins importante que prévue.* »

(iii)

TABLEAU 2C-2.3 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – INUKJUAK

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
<b>Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles</b>	709	738	766	795	824	853	881	910	939	968	996	3,5%
<b>Ventes (GWh)</b>	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%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	10,52	10,64	10,88	11,14	11,43	11,65	11,91	12,17	12,47	12,69	12,94	2,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	2,25	2,30	2,34	2,34	2,2%
<b>Contribution des interventions commerciales</b>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
<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)<sup>1</sup></i>	0,09	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,20		
<i>PUEÉ et tarification dissuasive :</i>												
<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)<sup>1</sup></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 – INUKJUAK

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	1,92	1,97	2,01	2,06	2,11	2,15	2,20	2,25	2,30	2,34
<b>Puissance installée</b>	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
<b>Puissance garantie<sup>1</sup></b>	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
<b>Réserve en puissance</b>	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) <sup>4</sup>	Facteur d'utilisation (%) (5,4)	Puissance garantie	génératrices mobiles (incluant critère de stabilité)	Interruptible
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>										
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174	= 67 044	Lourd no.6	1992	91 816	4,62	55	50 293	
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 x 290, 1 x 320	= 1 150	Léger no.2	1992	17 328	3,23	38	747	
<b>Nunavik</b>										
Akulivik	3	2 x 727, 1 x 565	= 2 019	Léger no.2	2015	1 495	3,67	57	1 193	
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	90	2 331	
Ilujuvik	3	1 x 250, 2 x 365	= 980	Léger no.2	1985	14 292	3,39	55	554	
Kangiqsuajuq	3	1 x 855, 2 x 560	= 1 975	Léger no.2	1986	71 204	3,46	60	1 008	
Kangiqsuajuq	3	1 x 408, 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	
Kuujuuaq	5	5 x 1 202	= 6 010	Léger no.2	2010	20 341	3,90	56	4 327	
Kuujuuarapik	3	3 x 1 135	= 3 405	Léger no.2	Avant 1981 <sup>(1)</sup>	10 769	3,74	62	2 043	1 800
Puvirnituq	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	
<b>Basse-Côte-Nord</b>										
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	1987	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 10 600	= 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	
<b>Schefferville</b>										
Menihék <sup>(2)</sup>	3	2 x 4 500, 1 x 8 000	= 17 000	Hydraulique	1953	so	so	48	8 100	4 500
<b>Haute-Mauricie</b>										
Clova	2	2 x 265	= 530	Léger no.2	Avant 1981	8 600	3,01	43	239	
Obedjiwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100	= 4 900	Léger no.2	1975	10 918	3,62	46	2 670	785

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.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme. La centrale thermique actuelle répond aux besoins**  
2 **de la charge de base, indiqués au Plan d'approvisionnement 2017-2026, à**  
3 **l'horizon 2025 et elle est composée de quatre groupes (600 kW, 855 kW,**  
4 **1 135 kW et 1 168 kW).**

5 **Le nombre d'heures d'usure est en effet inférieur à d'autres centrales.**

6 **Enfin, le rendement des groupes de la centrale est effectivement**  
7 **supérieur à la moyenne. Toutefois, le rendement dépend notamment du type de**  
8 **groupe ainsi qu'à leur utilisation qui est en fonction du profil de charge à**  
9 **alimenter.**

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.

**Réponse :**

10 **Dans le scénario Statu quo, aux fins de l'analyse économique, le Distributeur**  
11 **prend pour hypothèse la construction d'une nouvelle centrale diesel en 2024,**  
12 **non en raison d'un déficit de puissance, mais plutôt afin d'éviter les**  
13 **investissements en pérennité qui devraient être faits jusqu'au moment où une**  
14 **nouvelle centrale serait requise pour répondre à la croissance des besoins de**  
15 **puissance. Un scénario Statu quo incluant ces investissements en pérennité**  
16 **serait économiquement moins avantageux que le scénario Statu quo présenté.**

7.3 Veuillez indiquer s'il y a du potentiel de remplacer certains groupes par des groupes plus puissants dans la centrale actuelle.

**Réponse :**

1           **Le principal enjeu de la centrale actuelle est celui de la pérennité. Cette centrale,**  
2           **datant des années 70 et léguée au Distributeur par le gouvernement fédéral au**  
3           **début des années 80, a presque atteint sa durée de vie utile.**

4           **Par ailleurs, comme mentionné dans la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), la**  
5           **centrale actuelle dispose d'une capacité insuffisante pour alimenter, comme**  
6           **centrale de réserve, la charge de base de l'ensemble des clients d'Inukjuak et**  
7           **la charge pour le chauffage de l'eau des clients résidentiels.**

8           **Convertir la centrale actuelle pour qu'elle joue le rôle de centrale de réserve au-**  
9           **delà de 2024, nécessite de l'agrandir pour y installer des groupes plus**  
10           **puissants et de construire un poste d'interconnexion. Considérant les**  
11           **contraintes techniques reliés à la désuétude de la centrale et l'importance des**  
12           **travaux à y entreprendre pour la moderniser, le Distributeur estime, à ce stade,**  
13           **plus économique et techniquement plus avantageux de construire une nouvelle**  
14           **centrale thermique de réserve.**

15           **La construction d'une nouvelle centrale thermique de réserve, du fait de sa**  
16           **relocalisation à l'extérieur du cœur du village, permet également de répondre**  
17           **aux préoccupations que la communauté pourrait manifester à l'égard des**  
18           **nuisances (rejets et bruit) associées à l'exploitation de cette centrale, advenant**  
19           **que son emplacement demeurerait le même.**

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.

**Réponse :**

20           **Voir réponse à la question 6.5.**

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.

**Réponse :**

21           **Advenant une panne totale de la centrale du Fournisseur, la centrale de réserve**  
22           **serait démarrée afin de répondre aux besoins de base de l'ensemble des clients**  
23           **et de chauffage de l'eau des clients résidentiels, tandis que les fournaies des**  
24           **clients résidentiels fonctionneraient en mode combustible, indépendamment**  
25           **de l'année à laquelle survient cette panne. La centrale thermique aura donc un**  
26           **rôle de centrale de réserve sur toute la durée du contrat.**

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

**Réponse :**

1 **Le Fournisseur aura besoin des deux groupes de sa centrale hydroélectrique**  
2 **dès les premières années du contrat afin de répondre en tout temps aux**  
3 **besoins de base de l'ensemble de la clientèle et de chauffage de l'eau des**  
4 **clients résidentiels. Ainsi, advenant un défaut d'un des deux groupes de la**  
5 **centrale du Fournisseur en période d'hiver, la centrale thermique de réserve**  
6 **serait démarrée afin de répondre aux besoins de base de l'ensemble des clients**  
7 **et de chauffage de l'eau des clients résidentiels, tandis que les fournaises des**  
8 **clients résidentiels fonctionneraient en mode combustible, indépendamment**  
9 **de l'année à laquelle survient ce défaut.**

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.

**Réponse :**

10 **Le projet Innavik a été développé de manière à ce que la centrale**  
11 **hydroélectrique du Fournisseur puisse suffire aux besoins de base de**  
12 **l'ensemble des clients et de chauffage de l'eau des clients résidentiels sur la**  
13 **durée du contrat.**

14 **Toutefois, considérant le profil horaire de la charge et la courbe horaire de**  
15 **puissance contractuelle, le Distributeur dénombre 31 heures de 2057 à 2062 où**  
16 **la capacité de la centrale hydroélectrique est inférieure au total de la charge des**  
17 **besoins de base de l'ensemble des clients et de chauffage de l'eau des clients**  
18 **résidentiels. Voir également la réponse à la question 6.7.**

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.

**Réponse :**

19 **Voir la réponse à la question 7.6.**

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.

**Réponse :**

1           **La pénalité liée au respect de la courbe de puissance contractuelle équivaut au**  
2           **coût net de production de l'énergie (thermique) de remplacement lorsque la**  
3           **centrale thermique du Distributeur doit démarrer pour palier la demande. Dans**  
4           **ce contexte, il paraît improbable que le Fournisseur puisse justifier un**  
5           **investissement de production thermique qui, au demeurant, aurait**  
6           **sensiblement les mêmes coûts d'exploitation, considérant que le coût du**  
7           **combustible est le facteur déterminant.**

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.

**Réponse :**

8           **Voir la réponse à la question 7.3.**

**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<sup>re</sup> tranche d'énergie. La consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1<sup>er</sup> 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<sup>e</sup> tranche d'énergie du tarif DN. En effet, même si la consommation quotidienne moyenne est inférieure au seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de 30 kWh/jour, 25 % des clients consomment davantage et sont facturés en partie au prix de la 2<sup>e</sup> tranche. Le revenu moyen associé aux ventes actuelles d'électricité est d'environ 13 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> 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.

**Réponse :**

1           **Selon les données de facturation de l'année 2018, le nombre d'abonnements au**  
2           **tarif DN à Inukjuak s'élève à 734. De ce nombre, 607 sont détenus par l'OMHK**  
3           **(83 %), les 127 autres abonnements étant détenus par des clients privés et**  
4           **institutionnels (17 %).**

5           **Le Distributeur ne dispose pas dans son système de facturation d'information**  
6           **concernant le type d'habitation (logement, résidence unifamiliale ou chambre**  
7           **mécanique) associé à chaque abonnement au tarif DN. Toutefois, selon les**  
8           **informations fournies par l'OMHK à l'effet qu'elle gère un parc de**  
9           **480 logements sociaux à Inukjuak (330 logements et 150 résidences**  
10           **unifamiliales), le Distributeur déduit que 127 abonnements sont dédiés aux**  
11           **chambres mécaniques.**

12           **Ainsi, le Distributeur estime que le parc de logements à Inukjuak est de**  
13           **607 logements, soit les 480 logements sociaux de l'OMHK et les 127 logements**  
14           **des autres clients.**

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<sup>re</sup> tranche d'énergie en 2018, exprimée en MWh, et la consommation facturée en 2<sup>e</sup> tranche d'énergie.

**Réponse :**

15           **Le Distributeur constate en effet qu'une erreur est présente à la page 5 de la**  
16           **pièce HQD-1, document 3 (B-0006). La consommation totale facturée à Inukjuak**  
17           **s'élève à 4,9 GWh plutôt qu'à 4,9 MWh.**

18           **Le tableau R-8.2 présente les informations demandées de même que la**  
19           **répartition de la consommation et des revenus dans l'hypothèse où le seuil de**  
20           **la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie avait été de 40 kWh/jour.**

**TABLEAU R-8.2 :  
CONSOMMATION ET REVENUS AU TARIF DN À INUKJUAK – ANNÉE 2018**

Composantes tarifaires <sup>1</sup>	Prix au 1 <sup>er</sup> avril 2019	Seuil de 30 kWh/jour				Seuil de 40 kWh/jour			
		MWh	%	k \$	%	MWh	%	k \$	%
Frais d'accès au réseau	40,64 ¢/jour			109	18%			109	18%
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche	6,08 ¢/kWh	4 242	87%	258	41%	4 569	94%	278	45%
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche	41,43 ¢/kWh	617	13%	256	41%	290	6%	120	19%
<b>Total</b>		<b>4 859</b>		<b>623</b>		<b>4 859</b>		<b>507</b>	

<sup>1</sup> La composante Puissance n'est pas présentée puisqu'aucun client domestique à Inukjuak n'est facturé en puissance.

8.3 Veuillez estimer quelle aurait été la consommation facturée au prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie en 2018, exprimée en MWh, et la consommation facturée en 2<sup>e</sup> tranche d'énergie si le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche avait été de 40 kWh-jour.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 8.2.**

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.

**Réponse :**

2 **La consommation moyenne des clients résidentiels est incluse dans les**  
3 **charges de base fournies en réponse à la question 1.2 (aire bleue des figures**  
4 **R-1.2-A à R-1.2-D). Toutefois, la charge de base inclut également la**  
5 **consommation de base au secteur commercial ainsi que les pertes électriques.**

8.5 Veuillez confirmer les revenus annuels d'environ 620 000 \$ pour consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2019, tel qu'indiqué au préambule (ii) et fournir quels seraient les revenus annuels dans l'hypothèse où le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie était à 40 kWh-jour.

**Réponse :**

6 **Voir la réponse à la question 8.2.**

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.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur le confirme. Il n'est toutefois pas en mesure de commenter la**  
2 **représentativité de la ventilation des unités d'habitations. Voir à cet égard la**  
3 **réponse à la question 8.1.**

- 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<sup>re</sup> tranche d'énergie. La consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1<sup>er</sup> 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 <sup>re</sup> tranche	34 008	90%	35 538	90%
2 <sup>e</sup> tranche	3 587	10%	4 095	10%
<b>Total</b>	<b>37 595</b>	<b>100%</b>	<b>39 633</b>	<b>100%</b>

(iii) « Au tarif DN actuel, dont le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche est fixé à 30 kWh/jour, 72 % des abonnements ne sont jamais facturés au prix de la 2<sup>e</sup> tranche. La consommation d'électricité facturée au tarif DN en vigueur au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> avril 2019, veuillez présenter quels auraient été les revenus annuels générés par tarif et au total pour le réseau à Inukjuak.

**Réponse :**

1 **Le tableau R-9.1 présente les informations demandées.**

**TABLEAU R-9.1 :**  
**CONSOMMATION À INUKJUAQ EN 2018 ET REVENUS PAR TARIF**  
**SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019**

Tarifs	MWh	%	k \$	%
DN	4 859	50%	623	57%
G	1 870	19%	196	18%
M	3 071	31%	272	25%
<b>Total</b>	<b>9 800</b>	<b>100%</b>	<b>1 090</b>	<b>100%</b>

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.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information par réseau autonome. Le**  
3 **coût de service est calculé pour l'ensemble des réseaux autonomes.**

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<sup>er</sup> avril 2019. Veuillez commenter et expliquer tout écart significatif avec l’estimation présentée au préambule (iv).

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 9.2.**

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.

**Réponse :**

2 **La prévision de la demande d’électricité utilisée par le Distributeur, de même**  
3 **que la prévision des revenus liés à la conversion des systèmes de chauffage**  
4 **résidentiel, sont présentées à l’onglet « Données » dans le fichier Excel fourni**  
5 **en réponse à la question 6.7.**

6 **Le Distributeur n’a pas évalué de revenus pour les tarifs généraux étant donné**  
7 **que les ventes dans ce marché sont les mêmes dans les deux scénarios.**

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

**Préambule :**

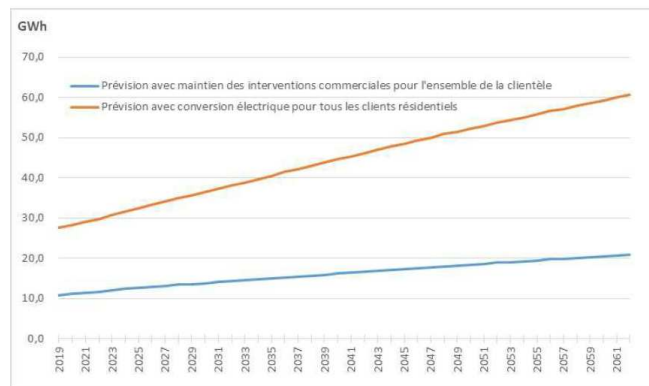
(i) « *Prévision de la demande*

*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'actuellement<sup>7</sup>. 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**



[...]

<sup>7</sup> *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]*

1

(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.

**Réponse :**

1 Pour la période de 2019-2062, le Distributeur estime la croissance annuelle  
2 moyenne de la demande prévue avec maintien des interventions commerciales  
3 (ligne bleue) à 1,5 %, alors qu'elle est évaluée à 1,9 % avec la conversion des  
4 systèmes de chauffage des espaces et de l'eau de la clientèle  
5 résidentielle (ligne orange).

6 Les scénarios avec et sans conversion prévoient une croissance annuelle  
7 moyenne de la demande de la clientèle résidentielle supérieure à celle de la  
8 clientèle commerciale, soit 2 % contre 1 % sur la période de 2019-2062.

9 Dans le scénario de conversion des systèmes de chauffage des espaces et de  
10 l'eau de la clientèle résidentielle, la prépondérance de la charge de la clientèle  
11 résidentielle explique la pente supérieure de la ligne orange par rapport à la  
12 ligne bleue.

**TABLEAU R-10.1 :**  
**DÉTAIL DE LA CROISSANCE ANNUELLE MOYENNE DE LA DEMANDE PAR USAGES**  
**POUR LA PÉRIODE 2019-2062**

<b>Résidentiel</b>	
Usages de base	2,0%
Chauffage de l'eau	2,0%
Chauffage des espaces	2,0%
<b>Commercial</b>	
Usages de base	1,0%

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).

**Réponse :**

13 Le Distributeur tient d'abord à rappeler que, parmi les 127 abonnements  
14 résidentiels autres que ceux de l'OMHK, seulement 5 abonnements résidentiels  
15 sont privés, les autres abonnements étant détenus par des clients  
16 institutionnels.

17 Ainsi, compte tenu du faible nombre d'abonnements visés par cette date limite,  
18 des coûts de conversion des systèmes de chauffage qui seront assumés par le  
19 Fournisseur, et de l'avantage économique associé à la conversion à la  
20 biénergie pour le client (voir la réponse à la question 11.4), le Distributeur est  
21 d'avis que le scénario demandé ne s'appuie sur aucune base réaliste. De plus,

1 le Distributeur prévoit faire un rappel en temps opportun aux clients visés de  
2 l'échéance imminente de la date limite.

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<sup>re</sup> tranche d'énergie, de même que leur évolution demeurent identiques à ceux du tarif DN. Le prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie resterait donc lié au prix de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif D applicable en réseau relié.

*Quant au prix de la 2<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> tranche d'énergie résulte d'une conjoncture particulière. Par la suite, l'évolution du prix de la 2<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> tranche d'énergie du tarif DN tel qu'appliqué dans les autres réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	30	30
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	6,08	6,08
Prix de l'énergie - reste de la consommation (¢/kWh)	41,43	19,43 <sup>1</sup>
Prix de l'énergie si chauffage électrique en périodes de restriction (¢/kWh)	-	41,43
Prime de puissance (\$/kW) - au-delà de 50 kW <sup>2</sup>	6,21	6,21

Hypothèses:

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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<sup>re</sup> tranche d'énergie, une portion du chauffage électrique des espaces et de l'eau serait facturée au prix de la 1<sup>re</sup> tranche. De plus, l'évolution du prix de la 2<sup>e</sup> 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<sup>re</sup> 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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> tranche d'énergie de 19,43 ¢/kWh du tableau au préambule (i).

**Réponse :**

1 **Comme mentionné à la note 1 du tableau 1 de la pièce HQD-1, document 3**  
2 **(B-0006), le calcul du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie est basé sur les prix du**  
3 **mazout au Nunavik des saisons 2017-2018 (159,99 ¢/litre) et 2018-2019**  
4 **(189,00 ¢/litre) publiés dans le Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger**  
5 **disponible sur le site de la Régie desquels les taxes de vente ont été exclues<sup>2</sup>.**

6 **Sans la TPS et la TVQ, les prix du mazout des saisons 2017-2018 et 2018-2019**  
7 **s'élèvent respectivement à 139,2 ¢/litre et 164,4 ¢/litre. Considérant un taux**  
8 **d'efficacité du système biénergie de 75 % et des valeurs calorifiques de**  
9 **37,5 MJ/litre (mazout arctique) et de 3,6 MJ/kWh (électricité), les prix**  
10 **équivalents en ¢/kWh correspondent respectivement à 17,81 ¢/kWh et**  
11 **21,04 ¢/kWh. Le prix de la 2<sup>e</sup> tranche de 19,43 ¢/kWh, présenté à titre illustratif**  
12 **pour l'année 2019, est la moyenne de ces deux prix.**

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).

**Réponse :**

13 **Les valeurs de 19,43 ¢/kWh et de 26 ¢/kWh reposent sur des hypothèses**  
14 **différentes. Les hypothèses sous-jacentes au prix de 19,43 ¢/kWh sont**  
15 **explicitées en réponse à la question 11.1.**

16 **Pour ce qui est du prix de 26 ¢/kWh-équivalent évoqué dans le préambule ii), le**  
17 **Distributeur a présenté son calcul dans le dossier R-4057-2018 phase 2. Il est**  
18 **calculé à partir du prix du mazout de la saison 2018-2019, incluant les taxes, en**  
19 **supposant un taux d'efficacité de 70 % pour un système au mazout et une**  
20 **valeur calorifique du mazout de 37,5 MJ/litre. En excluant les taxes, il s'élèverait**  
21 **à 22,6 ¢/kWh.**

11.3 Considérant qu'une portion du chauffage électrique des espaces et de l'eau serait facturée au prix de la 1<sup>re</sup> 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* »

---

<sup>2</sup> Jusqu'au relevé hebdomadaire de la semaine du 24 juin 2019, le prix du mazout pour le Nord-du-Québec, dont le Nunavik, incluait les taxes de vente. Depuis le relevé de la semaine du 5 août 2019, les taxes sont dorénavant exclues, comme pour les autres régions administratives.

au moment de la conversion en 2024. Veuillez fournir les hypothèses et les calculs effectués.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur rappelle que le prix de la 2<sup>e</sup> tranche de 19,43 ¢/kWh est présenté**  
2           **à titre illustratif pour l'année 2019. Or, le revenu moyen de 22 ¢/kWh correspond**  
3           **aux revenus découlant de la prévision du tarif proposé pour l'année 2024.**

4           **Le prix de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak**  
5           **proposé est basé sur le prix de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif DN au 1<sup>er</sup> avril 2019 qui est**  
6           **indexé à un taux annuel de 2 %. À ce rythme, le prix de la 1<sup>re</sup> tranche en 2024**  
7           **s'élèverait à 6,71 ¢/kWh.**

8           **Le prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif proposé est, quant à lui, basé sur le prix du**  
9           **mazout de la saison 2018-2019 qui est indexé jusqu'en 2021 en fonction du taux**  
10           **de croissance du prix du diesel à la centrale. En 2022, ce prix est fixé sur**  
11           **l'équivalent du prix du mazout des deux années précédentes et est ensuite**  
12           **indexé à un taux de 2 %. À ce rythme, le prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif proposé**  
13           **s'élèverait à 24,14 ¢/kWh en 2024.**

14           **Sur la base de l'évaluation pour l'année 2024 des prix de la 1<sup>re</sup> et de la**  
15           **2<sup>e</sup> tranches, il est possible d'affirmer que les ventes additionnelles associées**  
16           **au chauffage des espaces et de l'eau pourraient générer un revenu unitaire**  
17           **d'environ 22 ¢/kWh.**

18           **Par ailleurs, à la mise en service de la centrale Innavik en 2022, le prix de la**  
19           **2<sup>e</sup> tranche du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak sera recalculé**  
20           **pour refléter l'équivalent du prix du mazout au Nunavik des deux années**  
21           **précédant la mise en service de la centrale et il sera indexé à l'IPC-Canada pour**  
22           **les années subséquentes. Le prix de la 1<sup>re</sup> tranche de même que le prix**  
23           **applicable en présence de chauffage électrique lors des périodes de restriction**  
24           **seront, quant à eux, équivalents aux prix du tarif DN.**

11.4 Considérant que le prix proposé de la 2<sup>e</sup> 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.

**Réponse :**

1 Le Distributeur a estimé le gain des clients attribuable au tarif biénergie –  
2 Réseau d’Inukjuak proposé, dans le contexte de la conversion du réseau  
3 d’Inukjuak, en comparant la facture énergétique totale des clients résidentiels  
4 entre les scénarios Statu quo et Projet Innavik, sur la base des hypothèses  
5 présentées pour le calcul des revenus (voir la réponse à la question 6.7).

6 Pour le scénario Statu quo, le Distributeur a évalué le coût des usages de base  
7 en appliquant le tarif DN en vigueur et le coût associé au chauffage de l’eau et  
8 des espaces considérant la prévision du prix du mazout chez le client établie  
9 conformément à la note de bas de page n° 9 de la pièce HQD-1, document 3  
10 (B-0006).

11 Pour le scénario Projet Innavik, le Distributeur a évalué le coût associé aux  
12 usages de base et de chauffage en appliquant le nouveau tarif proposé et en  
13 utilisant la prévision du prix du mazout chez le client présentée ci-haut afin de  
14 calculer le coût des besoins de chauffage des espaces qui ne peuvent être  
15 comblés par la centrale hydroélectrique.

16 Le tableau R-11.4 illustre l’évolution du gain pour le client attribuable au tarif  
17 biénergie – Réseau d’Inukjuak proposé. Celui-ci augmente dans le temps en  
18 raison de la hausse du prix du mazout chez le client plus importante que celle  
19 du prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif proposé.

**TABLEAU R-11.4 :**  
**ÉVOLUTION DU GAIN POUR LES CLIENTS RÉSIDENTIELS ATTRIBUABLE**  
**À L’APPLICATION DU TARIF DOMESTIQUE BIÉNERGIE PROPOSÉ**

	Gain pour le client
2 022	-9%
2 023	-14%
2 024	-16%
2 025	-17%
2 026	-19%
2 027	-20%
2 028	-21%
2 029	-22%
2 030	-22%
2 035	-25%
2 040	-26%
2 045	-27%
2 050	-27%
2 055	-28%
2 060	-28%

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.

**Réponse :**

1 **Voir les réponses aux questions 2.3 et 11.4.**

11.6 Veuillez élaborer sur la notion de calibration du nouveau tarif afin de valider le prix proposé pour la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 11.3.**

11.7 Dans l'hypothèse où le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie devait augmenter de 30 à 40 kWh-jour, veuillez expliquer comment le Distributeur entend modifier le prix proposé de la 2<sup>e</sup> 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).

**Réponse :**

3 **Une hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie n'aurait aucune incidence sur la**  
4 **fixation du prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif domestique biénergie – Réseau**  
5 **d'Inukjuak puisque ce dernier est fixé à l'équivalent du prix du mazout au**  
6 **Nunavik des 2 années précédant la mise en service de la centrale Innavik. Elle**  
7 **aurait toutefois une incidence sur l'analyse économique puisque la hausse du**  
8 **seuil de la 1<sup>re</sup> tranche a un impact sur les revenus des deux scénarios.**

9 **Une hausse à 40 kWh/jour du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche des tarifs DN et domestique**  
10 **biénergie proposé entraînerait une diminution du gain économique pour le**  
11 **Distributeur de 5 M\$ actualisés 2019.**

11.8 Dans l'hypothèse où le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie devait augmenter de 30 à 40 kWh-jour et que pour le prix de la 2<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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).

**Réponse :**

1 La reprise de la hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif DN aurait une incidence  
2 sur le prix applicable lorsque l'électricité est utilisée pour le chauffage en  
3 périodes de restriction puisque ce dernier est fixé à son niveau.

4 Comme l'analyse économique suppose que les clients biénergie n'utiliseront  
5 pas l'électricité en périodes de restriction, cette reprise de la hausse du prix de  
6 la 2<sup>e</sup> tranche aurait donc une incidence uniquement sur les revenus associés  
7 au scénario Statu quo. Ainsi, l'impact combiné de la hausse du seuil de la  
8 1<sup>re</sup> tranche du tarif DN de 30 à 40 kWh/jour et d'une reprise de la hausse de 8 %  
9 par année du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au tarif DN entraînerait une  
10 diminution du gain économique pour le Distributeur de 7 M\$ actualisés 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.

Réponse :

11 Voir la réponse à la question 3.7.

## 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*

### Demands :

- 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

### Réponse :

- 1 **De la subvention fédérale de 11 M\$, le Distributeur prévoit affecter 500 k\$ aux**  
2 **automatismes pour le contrôle du réseau d'Inukjuak.**

- 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.

### Réponse :

- 3 **Le montant de 500 k\$ que le Distributeur prévoit affecter aux automatismes de**  
4 **contrôle n'a pas été pris en compte dans l'analyse économique du projet de**  
5 **conversion, l'octroi de la subvention n'ayant été confirmé qu'en avril 2019 par**  
6 **le gouvernement fédéral, soit au moment où les négociations avec le**  
7 **Fournisseur trouvaient leur conclusion. Pour ce qui est du traitement**

1                   **comptable de la subvention, celle-ci viendra réduire les investissements requis**  
2                   **du Distributeur.**

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.

**Réponse :**

3                   **Le Distributeur ne reçoit aucune forme d'aide financière pour diminuer le coût**  
4                   **du diesel destiné à la production d'électricité en réseaux autonomes.**

5                   **Par ailleurs, le Distributeur ne dispose pas d'information sur les formes d'aide,**  
6                   **provenant des différents niveaux de gouvernements fédéral, provincial ou local,**  
7                   **visant spécifiquement à diminuer le coût du mazout à chauffage au Nunavik.**

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.

**Réponse :**

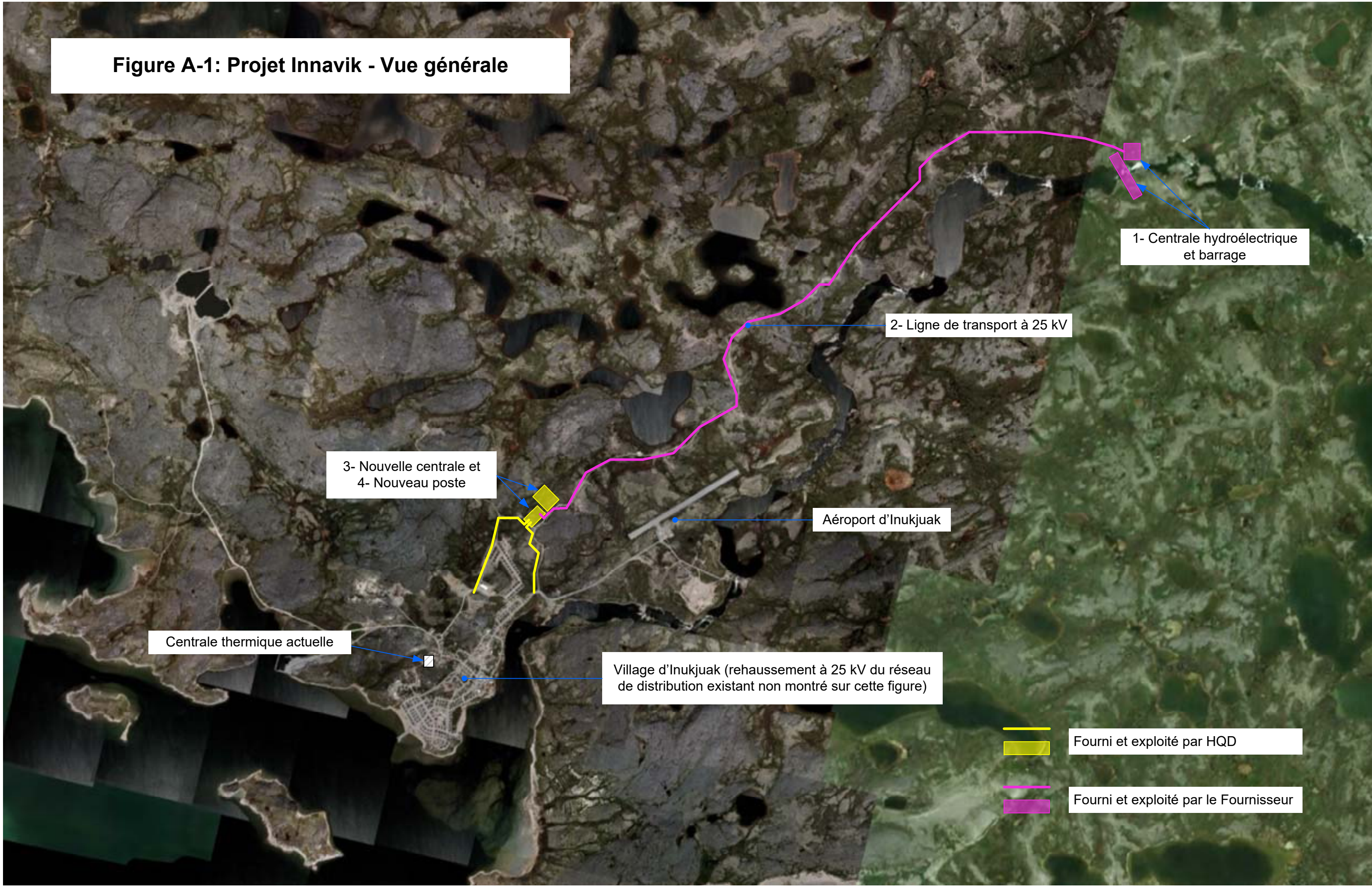
8                   **L'analyse économique est uniquement du point de vue du Distributeur et**  
9                   **aucune subvention n'y a été considérée.**





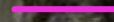
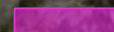
**ANNEXE A :**  
**ILLUSTRATIONS SCHÉMATIQUES DE LA LOCALISATION DES**  
**INFRASTRUCTURES LIÉES AU PROJET INNAVIK**  
**(QUESTIONS 4.1 À 4.4)**

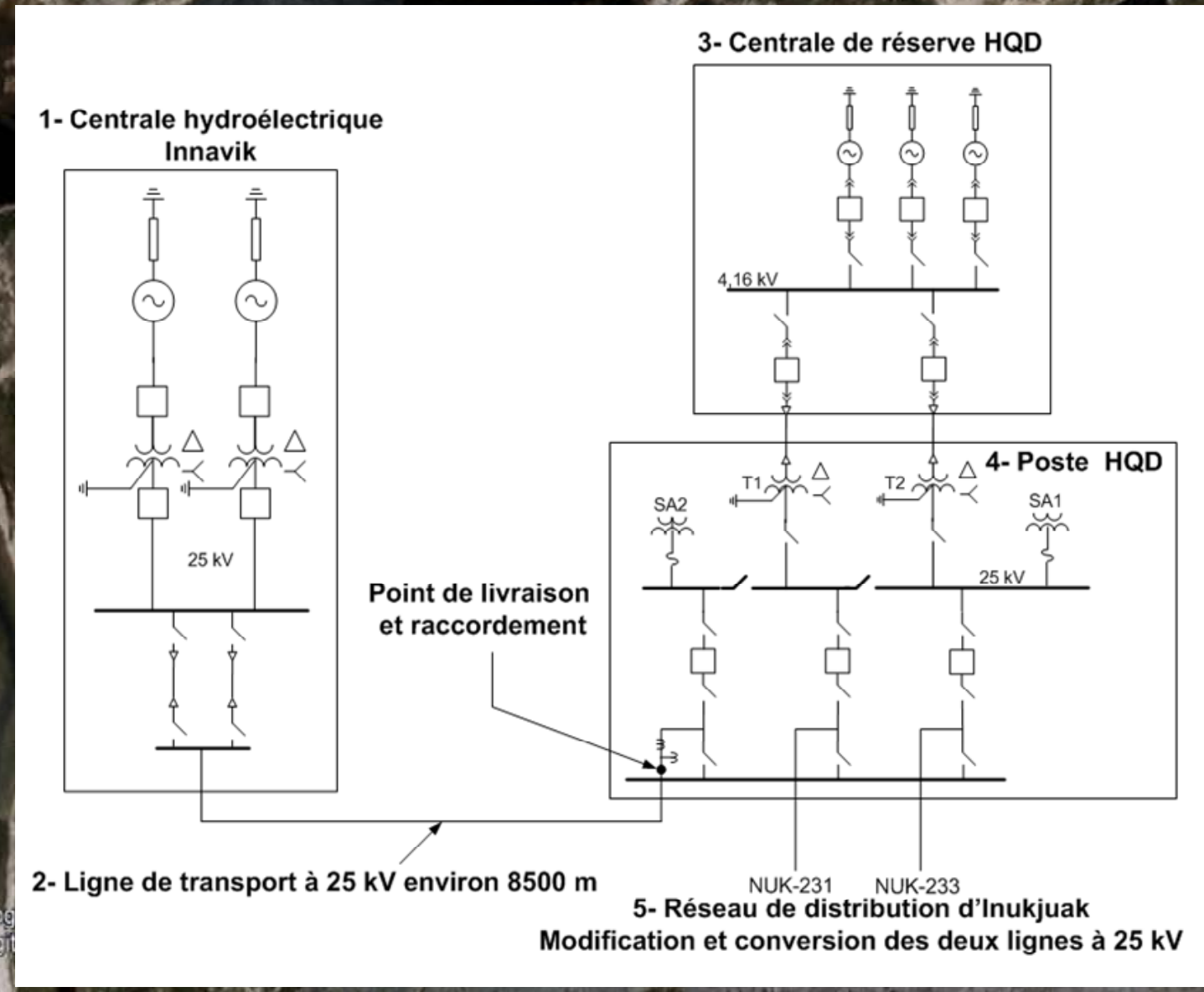
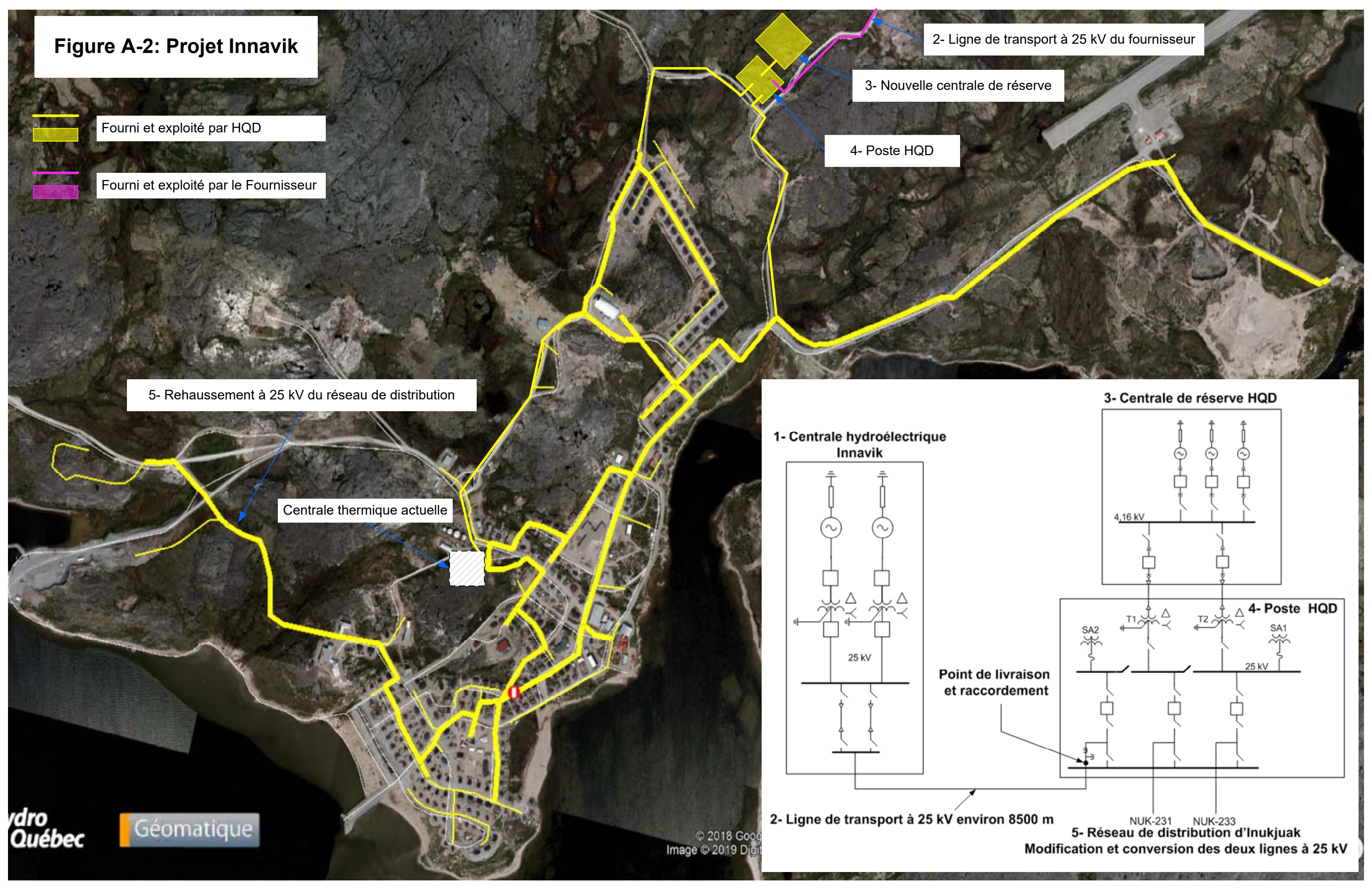


Figure A-1: Projet Innavik - Vue générale



**Figure A-2: Projet Innavik**

-  Fourni et exploité par HQD
-  Fourni et exploité par HQD
-  Fourni et exploité par le Fournisseur
-  Fourni et exploité par le Fournisseur



# Figures A-3: Scénario de maintien de la centrale thermique actuelle (2022-2024)

- Fourni et exploité par HQD
- Fourni et exploité par le Fournisseur

- 5- Rehaussement à 25 kV du réseau de distribution
- 6- ligne de transport à 4 kV centrale-poste 2,2 km (rouge)

2- Ligne de transport 25 kV du fournisseur

4- Poste HQD

3- Centrale HQD actuelle 2022-2024

