

Régie de l'énergie - Dossier R-4091-2019

Conversion du réseau autonome d'Inukjuak d'Hydro-Québec Distribution à l'énergie renouvelable

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4091-2019

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CONVERSION
DU RÉSEAU AUTONOME D'INUKJUAQ
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**LA CONVERSION DU RÉSEAU AUTONOME D'INUKJUAQ D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À L'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

MÉMOIRE

Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 10 octobre 2019

Pièce SÉ-AQLPA-1- - Document 1

*La conversion du réseau autonome d'Inukjuak d'Hydro-Québec Distribution à l'énergie renouvelable
Mémoire de Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie
Préparé pour Stratégies Énergétiques -Association de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)*

Régie de l'énergie - Dossier R-4091-2019

Conversion du réseau autonome d'Inukjuak d'Hydro-Québec Distribution à l'énergie renouvelable

Pièce SÉ-AQLPA-1- - Document 1

La conversion du réseau autonome d'Inukjuak d'Hydro-Québec Distribution à l'énergie renouvelable

Mémoire de Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie

Préparé pour Stratégies Énergétiques -Association de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le second et troisième chiffre du numéro de la recommandation correspond au numéro du chapitre et de la sous-section du présent rapport.

RECOMMANDATION NO. 1.2.2**LE CONTRAT DE TYPE « TAKE OR PAY »**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater que le type de contrat u présent dossier pour Inukjuak (« Take or Pay ») est essentiel car contrairement au réseau intégré où un producteur pourrait théoriquement exporter à un client dans le reste du Canada ou aux États-Unis (en échange d'un wheeling fee) selon les engagements d'Hydro-Québec auprès de la FERC, le producteur en réseau isolé n'a qu'un client potentiel, le Distributeur.

Un paiement fixe annuel est donc essentiel pour assurer le financement de ce type de projet.

Divers projets privés dans le domaine des mines (ie Mine Raglan & Tugliq) ont d'ailleurs ce type de contrat (vs les contrats du Distributeur dans le réseaux intégré) même pour l'éolien.

RECOMMANDATION NO. 1.2.3**LES CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET – PREMIÈRE ANALYSE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie, en premier lieu, de retenir que le projet peut déjà être considéré avantageux pour le Distributeur, en se basant seulement sur les coûts évités.

RECOMMANDATION NO. 1.2.4**L'ACCROISSEMENT DU CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET SI L'ANALYSE ÉCONOMIQUE SOUSTRAIT LE BESOIN DE CONSTRUIRE UNE CENTRALE DIESEL DE RÉSERVE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre en compte également l'accroissement du caractère économiquement avantageux du projet si l'analyse économique soustrait, comme nous le croyons, le besoin de construire une centrale diesel de réserve de 31 M\$. Il n'y a aucun avantage de reconstruire une nouvelle centrale pour 2023 alors que cette reconstruction, si elle est nécessaire, pourrait être reportée vers 2035.

RECOMMANDATION NO. 1.2.5

LES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES ET LA BI-ÉNERGIE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter et de faciliter la caractéristique de bi-énergie faisant partie de la solution proposée par le Distributeur et exprimée à son contrat d'approvisionnement.

RECOMMANDATION NO. 1.2.6

L'ACCROISSEMENT DE LA BI-ÉNERGIE – LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur d'améliorer davantage son projet Inukjuak, en requérant, notamment pour le secteur commercial-institutionnel, l'implantation de la bi-énergie éolienne dans ce village dont la rentabilité a déjà été démontrée. Aussi, le Distributeur offrirait à tous ses clients d'Inukjuak la bi-énergie de façon dans les premières années à utiliser toute l'énergie hydraulique disponible. Le contrat d'approvisionnement, bien qu'approuvé au présent dossier, pourrait ainsi ultérieurement être modifié en conséquence.

RECOMMANDATION NO. 1.3.2

PERSPECTIVES TARIFAIRES À PLUS LONG TERME

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur un rapport décrivant dans chaque village le nombre de clients qui pourraient bénéficier du tarif proposé à Inukjuak avec des projets d'énergie renouvelable.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 – L'APPROBATION DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU AUTONOME D'INUKJUAKE AVEC INNAVIK HYDRO S.E.C.	2
2.1 LE CONTEXTE	2
2.2 LE CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET – PREMIÈRE ANALYSE.....	3
2.3 LE CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET – PREMIÈRE ANALYSE.....	6
2.4 L'ACROISSEMENT DU CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET SI L'ANALYSE ÉCONOMIQUE SOUSTRAIT LE BESOIN DE CONSTRUIRE UNE CENTRALE DIESEL DE RÉSERVE	11
2.5 LES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DU PROJET ET LA BI-ÉNERGIE	16
2.6 L'ACCROISSEMENT DE LA BI-ÉNERGIE – LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL.....	22
3 – LA MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DE SERVICE APPLICABLES	24
3.1 UN NOUVEAU TARIF RAISONNABLE	24
3.2 PERSPECTIVES TARIFAIRES À PLUS LONG TERME	28
4 - CONCLUSION	30

1

LE MANDAT

1 - Dans le présent dossier, Hydro-Québec Distribution (ci-après « *HQD* » ou « *le Distributeur* ») dépose, sous [la cote B-0002](#) le 28 juin 2019, une demande d'approbation de son contrat d'approvisionnement de son réseau autonome d'Inukjuak avec Innavik Hydro S.E.C. (ci-après « *le Fournisseur* ») pour l'achat de l'énergie produite par une nouvelle centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 7,25 MW, située sur la rivière Inuksuak, ainsi qu'une modification des tarifs et conditions de service applicables à ce réseau.

2 - *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et *l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* ont requis nos services aux fins de préparer le présent mémoire sur ce sujet.

3 - **La présente constitue le fruit de nos travaux et est remis à nos clientes afin d'être déposé par elle auprès de la Régie de l'énergie dans ce dossier.**

2

**L'APPROBATION DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU AUTONOME
D'INUKJUAK AVEC INNAVIK HYDRO S.E.C.**

2.1 LE CONTEXTE

4 - SE-AQLPA ont dès le départ déclaré leur intérêt pour l'approbation d'un contrat d'approvisionnement hydroélectrique du réseau autonome d'Inukjuak, en ces termes dans leur demande d'intervention :

Il s'agit d'une démarche d'intérêt public, de développement durable et d'équité individuelle et collective, laquelle s'inscrit dans le contexte de l'urgence climatique et du processus actuel de transition, d'innovation et d'efficacité énergétiques.

L'introduction des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes est éminemment souhaitable et tout doit être mis en œuvre pour les réaliser dans les meilleurs délais, tel que le gouvernement du Québec l'a maintes fois demandé dans ses politiques énergétiques et tel que le Distributeur l'examine depuis une vingtaine d'années.

2.2 LE CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET – PREMIÈRE ANALYSE

5 - Le Distributeur propose d'approuver ici un nouveau type de contrat et une approche nouvelle du Distributeur en allouant un **montant forfaitaire annuel pour la puissance et l'énergie** produite plutôt que de payer un montant unitaire pour l'énergie et la puissance livrées et effectivement utilisées. Cette approche nouvelle mérite une attention particulière pour essayer d'en évaluer les risques et les bénéfices (ce qui pourrait être utile comme précédent éventuel pour d'autres villages aussi).

6 - Voici en résumé comment le Distributeur a présenté cela :

ÉNERGIE CONTRACTUELLE

L'énergie contractuelle prévue au Contrat est de 54 031 MWh par année. Cependant, en raison de l'inadéquation entre le profil d'hydraulicité de la rivière Inukjuak et le profil de la charge du réseau autonome, le Distributeur ne prendra pas livraison de la totalité de cette énergie contractuelle. 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.

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Le prix de l'électricité pour l'énergie contractuelle est un montant annuel forfaitaire pour l'énergie et la puissance garantie. Le prix est établi au 1^{er} janvier de chaque année à partir du prix de départ fixé à 10,3 M\$ en 2019 puis indexé 100 % à l'IPC3 jusqu'à la date garantie de début des livraisons. Par la suite, seulement 20 % du montant est indexé à l'IPC.

7 - Le Distributeur avait l'habitude de procéder par appel d'offre pour acheter des quantités d'énergie et/ou de puissance sur une base unitaire avec des garanties de livraison et des pénalités. En réseaux autonomes il avait d'ailleurs même logé un appel d'offre à Opitciwan sur cette base, lequel s'est soldé par un échec, HQD n'ayant pas reçu de réponse.

Dans le cas d'Inukjuak, HQD a procédé à une négociation de gré à gré comme il est en droit de le faire avec une approche complètement différente qui se justifie par le contexte sociologique, les caractéristiques des énergies renouvelables et les impératifs financiers.

8 - Pourquoi une nouvelle approche ?

D'abord, la structure sociale ainsi que la possession des immeubles et des terres dans la communauté inuit imposent en pratique une négociation de gré à gré.

Le Distributeur souligne, du côté contractuel, que dans tous les cas où la puissance installée dépasse la capacité de pointe du réseau comme c'est le cas à Inukjuak, il y a production d'énergie excédentaire ou limitation de l'énergie produite. Cette limitation est contrôlée par le Distributeur qui doit maintenir l'équilibre offre-demande. Dans cette condition, il est extrêmement difficile pour un promoteur, quel qu'il soit, d'obtenir du financement pour un projet. Les banques sont très réticentes à prêter à une entreprise dont les revenus sont aléatoires.

La formule d'un montant fixe permet de résoudre ce problème et il suffit aux deux parties de s'entendre sur un montant qui équilibre les avantages et les risques pour les deux parties. Dans le cas d'Inukjuak le Distributeur y trouve certainement son compte comme nous l'avons souligné dans la section suivante.

9 - Nous sommes d'avis que ce type de contrat (« Take or Pay ») est essentiel car contrairement au réseau intégré où un producteur pourrait théoriquement exporter à un client dans le reste du Canada ou aux États-Unis (en échange d'un wheeling fee) selon les engagements d'Hydro-Québec auprès de la FERC, le producteur en réseau isolé n'a qu'un client potentiel, le Distributeur.

Un paiement fixe annuel est donc essentiel pour assurer le financement de ce type de projet.

Divers projets privés dans le domaine des mines (ie Mine Raglan & Tugliq) ont d'ailleurs ce type de contrat (vs les contrats du Distributeur dans le réseaux intégré) même pour l'éolien.

10 - Dans tous les réseaux autonomes, une telle approche devrait selon nous probablement être aussi appliquée pour permettre le financement et par conséquent la réalisation de projets d'énergie renouvelable.

RECOMMANDATION NO. 1.2.2**LE CONTRAT DE TYPE « TAKE OR PAY »**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de constater que le type de contrat u présent dossier pour Inukjuak (« Take or Pay ») est essentiel car contrairement au réseau intégré où un producteur pourrait théoriquement exporter à un client dans le reste du Canada ou aux États-Unis (en échange d'un wheeling fee) selon les engagements d'Hydro-Québec auprès de la FERC, le producteur en réseau isolé n'a qu'un client potentiel, le Distributeur.

Un paiement fixe annuel est donc essentiel pour assurer le financement de ce type de projet.

Divers projets privés dans le domaine des mines (ie Mine Raglan & Tugliq) ont d'ailleurs ce type de contrat (vs les contrats du Distributeur dans le réseaux intégré) même pour l'éolien.

2.3 LE CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET – PREMIÈRE ANALYSE

11 - La surprise de ce contrat est évidemment le fait qu'il s'agit d'un paiement annuel avec inflation pour la totalité de l'énergie produite par la centrale. Il s'agit là d'une révolution dans la façon de faire du Distributeur et à première vue le montant contractuel annoncé semble très élevé par rapport au coût actuel.

12 - En effet, le prix de vente fixe annuel pour la puissance et l'énergie est de 10 332 940 \$/année avec une indexation établie comme suit :

Le prix de l'électricité pour l'énergie contractuelle est un montant annuel forfaitaire pour l'énergie et la puissance garantie. Le prix est établi au 1^{er} janvier de chaque année à partir du prix de départ fixé à 10,3 M\$ en 2019 puis indexé 100 % à l'IPC₃ jusqu'à la date garantie de début des livraisons. Par la suite, seulement 20 % du montant est indexé à l'IPC.¹

Si on fait le calcul du prix d'achat moyen basé sur l'énergie contractuelle, on trouve alors un prix de 0,1912 \$/kWh. Par contre si on fait le calcul du prix d'achat moyen basé sur les ventes anticipées en 2022, on trouve alors 0,398 \$/kWh. Si on fait le calcul pour l'année 2062 on trouve un prix d'achat moyen basé sur les ventes anticipées de 0,230 \$/kWh.

En première approximation toutes ces données du prix d'achat moyen apparaissent bien inférieures au coût évité pour Inukjuak. En effet, dès l'année 2022, même si une grande partie de l'énergie disponible n'est pas utilisée, le prix moyen d'achat du Distributeur serait de 0,398 \$/kWh (ce qui est bien inférieur aux coûts évités à Inukjuak tels que fournis par le Distributeur dans la dernière cause tarifaire, ce coût évité étant de 0493 \$/kWh.²).

¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2019 Pièce B-0004, HQD-1, Document-1, page 10, lignes 3-6.

² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4057-2018 Pièce B-0015, HQD-4, Document-3, page 20, tableau 4.

Il faut cependant demeurer prudent lorsqu'on compare des coûts moyens avec la valeur actualisée des coûts évités. Pour nous rassurer, nous avons donc constitué le tableau suivant, qui présente la série des coûts moyens sur la période de 40 ans et nous en avons déduit une valeur actualisée des coûts unitaire afin de la comparer avec les coûts évités :

Régie de l'énergie - Dossier R-4091-2019**Conversion du réseau autonome d'Inukjuak d'Hydro-Québec Distribution à l'énergie renouvelable****TABLEAU 1 - Coût unitaire moyen de l'énergie utilisée par le Distributeur**

ANNÉE	Prix annuel Inflationné à 2%	Énergie achetée anticipée	Coût unitaire
	\$	MWh	\$/kWh
2019	10 332 940	25 368	0,407 \$
2020	10 539 599	26 222	0,402 \$
2021	10 750 391	26 892	0,400 \$
2022	10 965 399	27 525	0,398 \$
2023	11 009 260	28 392	0,388 \$
2024	11 053 297	29 301	0,377 \$
2025	11 097 510	30 025	0,370 \$
2026	11 141 900	30 769	0,362 \$
2027	11 186 468	31 500	0,355 \$
2028	11 231 214	32 340	0,347 \$
2029	11 276 139	32 964	0,342 \$
2030	11 321 243	33 697	0,336 \$
2031	11 366 528	34 434	0,330 \$
2032	11 411 994	35 291	0,323 \$
2033	11 457 642	35 914	0,319 \$
2034	11 503 473	36 659	0,314 \$
2035	11 549 487	37 410	0,309 \$
2036	11 595 685	38 294	0,303 \$
2037	11 642 068	38 930	0,299 \$
2038	11 688 636	39 697	0,294 \$
2039	11 735 390	40 459	0,290 \$
2040	11 782 332	41 350	0,285 \$
2041	11 829 461	41 951	0,282 \$
2042	11 876 779	42 682	0,278 \$
2043	11 924 286	43 404	0,275 \$
2044	11 971 983	44 268	0,270 \$
2045	12 019 871	44 822	0,268 \$
2046	12 067 951	45 518	0,265 \$
2047	12 116 223	46 208	0,262 \$
2048	12 164 687	47 050	0,259 \$
2049	12 213 346	47 565	0,257 \$
2050	12 262 200	48 234	0,254 \$
2051	12 311 248	48 899	0,252 \$
2052	12 360 493	49 726	0,249 \$
2053	12 409 935	50 211	0,247 \$
2054	12 459 575	50 861	0,245 \$
2055	12 509 413	51 509	0,243 \$
2056	12 559 451	52 330	0,240 \$
2057	12 609 689	52 793	0,239 \$
2058	12 660 128	53 433	0,237 \$
2059	12 710 768	54 031	0,235 \$
2060	12 761 611	54 031	0,236 \$
2061	12 812 658	54 031	0,237 \$
2062	12 863 908	54 031	0,238 \$

Pièce SÉ-AQLPA-1 - Document 1**La conversion du réseau autonome d'Inukjuak d'Hydro-Québec Distribution à l'énergie renouvelable****Mémoire de Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie****Préparé pour Stratégies Énergétiques -Association de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)**

À partir de ce tableau, on peut calculer la valeur actualisée avec les paramètres suivants :

Taux d'actualisation nominal	5,45% ³
Taux d'actualisation réel pour l'énergie	3,377%

On obtient alors les résultats suivants :

TABLEAU 2 - Valeur actualisée du coût unitaire pour le Distributeur

Van \$		\$	189 000 493
Van Énergie		MWh	855 784
VAN Coût unitaire		\$/kWh	0,2209

Ceci nous mène aux constatations suivantes :

- 1- Dans le tableau-1 le coût moyen baisse graduellement passant de 0,47 \$/kWh en 2019 à 0,238 \$/kWh en 2062.
- 2- Les 4 dernières années le coût moyen augmente parce que la centrale a atteint sa limite de production alors que le prix annuel est toujours inflationné. C'est une considération à retenir lors du renouvellement.
- 3- La valeur actualisée du coût unitaire n'est que de 0,2209 \$/kWh ce qui est très inférieur à la valeur actualisée des coûts évités qui est de 0,493 \$/kWh en 2016.
- 4- Les coûts évités actuels sont certainement maintenant plus élevés puisque ceux de 2016 ont été calculés avec un taux d'inflation du mazout de 2% alors qu'ils sont maintenant de 3,4% selon les données du Distributeur. La différence selon notre estimation est de au moins 0,05 \$/kWh ce qui amène les coûts évités actuels à plus de 0,55 \$/kWh.
- 5- Même si la totalité de l'énergie disponible n'est pas utilisée, le projet semble intéressant ce qui nous incite à conclure que l'énergie éolienne à haute pénétration qui génère beaucoup d'énergie excédentaire devrait présenter un intérêt important dans tous les villages du Nunavik.

Nous pouvons donc déjà conclure en première analyse que le projet est avantageux pour le Distributeur comme le confirme les analyses économiques de celui-ci.

³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4057-2018 Pièce B-0015, HQD-4, Document-3, page 23, tableau 1.

RECOMMANDATION NO. 1.2.3

LES CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET – PREMIÈRE ANALYSE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie, en premier lieu, de retenir que le projet peut déjà être considéré avantageux pour le Distributeur, en se basant seulement sur les coûts évités.

2.4 L'ACCROISSEMENT DU CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET SI L'ANALYSE ÉCONOMIQUE SOUSTRAIT LE BESOIN DE CONSTRUIRE UNE CENTRALE DIESEL DE RÉSERVE

13 - Le projet du Distributeur serait économiquement encore plus avantageux si son analyse économique soustrayait, comme nous le croyons, le besoin de construire une centrale diesel en réserve, tel qu'exposé ci-après :

14 - L'âge de la centrale actuelle

Selon le dernier plan d'approvisionnement (qui sera révisé bientôt) l'âge des moteurs actuels de la centrale diesel pourrait se calculer très approximativement ainsi:

- ❑ Les moteurs ont en moyenne 49462 heures d'usure en 2016
- ❑ Pour servir la pointe les moteurs doivent donc fonctionner au plus 62 % (2355/3758) du temps dans un année.
- ❑ Comme la charge moyenne est approximativement de 75 % de la pointe on obtient qu'une valeur réaliste du temps de fonctionnement sera de $0,62 \times 0,75 \times 8760 \text{ hrs} = 4073 \text{ heures/année}$
- ❑ Un moteur peut fonctionner au moins 100 000 heures avant une reconstruction complète, il reste donc en moyenne 50 000 de fonctionnement aux moteurs.
- ❑ Ce qui veut dire que leur durée de vie potentielle à partir de 2016 est de 12 ans.

Donc, la centrale actuelle devrait pouvoir survivre sans problème majeur au niveau des moteurs jusqu'en 2028 dans le scénario du statut quo mais avec la nouvelle centrale hydraulique de **Innavik** les moteurs diesel vont être très peu utilisés à partir de 2023, de sorte qu'il semble possible, en ce qui concerne l'âge des moteurs, de reporter leur fin de vie utile à 2035.

15 - La capacité de la centrale actuelle

- ❑ La pointe en 2025/26 sera de 2355MW
- ❑ La puissance installée des moteurs est 3758 MW
- ❑ La puissance garantie est de 2331 MW

Donc en 2025/26 la centrale montrera un déficit de puissance garanti, lequel peut être corrigé de beaucoup des façons et le Distributeur convient que ce n'est pas un problème majeur en réponse à la DDR no 7.2 de la Régie :

DDR de la Régie 7.2 ⁴

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 : 7.2

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

16 - Parmi les solutions pour respecter la puissance garantie, la plus évidente consiste à remplacer un groupe par un plus puissant (comme cela a été fait entre 2006 et 2009 où un groupe de 400 kW a été remplacé par un groupe 1668 kW). On peut constater ce remplacement en comparant le tableau *Caractéristiques des équipements par centrale* du plan d'approvisionnement de 2007⁵ avec celui de 2010.⁶

⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2018 Pièce B-0019, HQD-2, Document-1, page 38.

⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3648-2007 Pièce B-1, HQD-2, Document-2, page 61.

On peut souligner aussi que le Distributeur a installé une génératrice mobile de 1500 kW au village de Whapmagoostui-Kujjuarapik il y a quelque temps pour solutionner le problème de la garantie en puissance.

17 - En ce qui concerne la réponse du Distributeur concernant les investissements en pérennité, il n'y a aucune preuve au dossier pour démontrer l'ampleur de celles-ci pour faire une comparaison avec le report d'un investissement majeur de 31 M\$ pour une nouvelle centrale.

De plus la réponse du Distributeur à la question 7.2 de la Pièce B-0019, HQD-2, Document-1 laisse à désirer :

Demande 7.3⁷

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

Réponse 7.2

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

Une telle réponse n'est pas satisfaisante d'abord parce que le poste d'interconnexion peut toujours être situé à l'endroit de la future centrale et non pas à l'endroit de la centrale actuelle puisque la charge du village peut toujours être transportée sur 2.2 km par une ligne 4 kV.

⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3748-2010 Pièce B-0007, HQD-2, Document-2, Annexe-9, page 75.

⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2018 Pièce B-0019, HQD-2, Document-1, page 19, lignes 8-14.

D'autre part le remplacement d'un groupe de 600 kW par un groupe de 1168 kW ne devrait pas causer de problème d'espace parce que les différences des dimensions en largeur, longueur et hauteur sont minimales et que les parcs à carburant n'ont pas à être agrandis. Et finalement, un groupe mobile est toujours une solution qui peut convenir pour quelques années.

18 - Économie du report en 2035 de la construction de la centrale diesel

Selon notre analyse de l'âge des moteurs il semble possible de reporter la construction de la nouvelle centrale de réserve jusqu'en 2035 mais cela implique un changement de moteur vers 2026 ou l'addition d'une génératrice mobile.

Nous n'avons pas eu le temps de refaire la valeur actualisée de l'investissement avec un report en 2035 de la construction de la nouvelle centrale si elle est encore requise à ce moment-là. Pour faire ce calcul il suffit de modifier le fichier Excel fourni par le Distributeur en réponse à la DDR no 1 de la Régie et qui a été déposé en annexe de cette DDR.⁸

Selon nous, le recalcul de la VAN montrerait certaines économies et aurait l'avantage considérable, par l'exploitation réelle de la centrale hydraulique Innavik, de mesurer les besoins réels de fonctionnement de la centrale diesel. Les inconvénients de la situation géographique de la centrale diesel actuelle dans le village seront beaucoup atténués par le petit nombre d'heures de fonctionnement. Il n'y a aucun avantage de reconstruire une nouvelle centrale pour 2023 alors que cette reconstruction, si elle est nécessaire, pourrait être reportée vers 2035.

⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4057-2018 Pièce B-0020, HQD-2, Document-1, Annexe Fichier Excel.

Dans un contexte d'urgence climatique et d'un processus de transition et d'innovation il est fort possible que cette reconstruction ne soit plus requise dans 10 ans, étant remplacée par des énergies renouvelables avec batteries d'accumulateurs.

RECOMMANDATION NO. 1.2.4**L'ACCROISSEMENT DU CARACTÈRE ÉCONOMIQUEMENT AVANTAGEUX DU PROJET SI L'ANALYSE ÉCONOMIQUE SOUSTRAIT LE BESOIN DE CONSTRUIRE UNE CENTRALE DIESEL DE RÉSERVE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de prendre en compte également l'accroissement du caractère économiquement avantageux du projet si l'analyse économique soustrait, comme nous le croyons, le besoin de construire une centrale diesel de réserve de 31 M\$. Il n'y a aucun avantage de reconstruire une nouvelle centrale pour 2023 alors que cette reconstruction, si elle est nécessaire, pourrait être reportée vers 2035.

2.5 LES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DU PROJET ET LA BI-ÉNERGIE

19 - Les deux adresses URL suivantes fournissent les caractéristiques principales de la centrale :

20 - En premier lieu : <https://www.keqc-cqek.ca/en/projets/innavik-hydroelectric-project/> :

DESCRIPTION

The Innavik project involves the development of a 7,5 MW hydroelectric generating station 10.3 km from the mouth of the Inukjuak River. The proposed site consists of a series of four natural vertical drops and the four rapids present a total vertical drop of 14.3 m over a distance of 2.7 km. The proponent maintains that this hydraulic resource will allow the community of Inukjuak to transition from using diesel and heating to this new renewable energy source.

The project includes the following permanent and temporary infrastructures:

Permanent Infrastructures

A hydroelectric power plant with an installed capacity of 7.5 WM;

Two Saxotype generating units located in a run-of-river plant;

A rockfill dam and a spillway with a crest at 44.0 m designed to evacuate the 1,000-year design flood;

A trailrace excavated in the rock on the right bank, over a total length of 390 m, to channel turbinated water back into the river below the rapids;

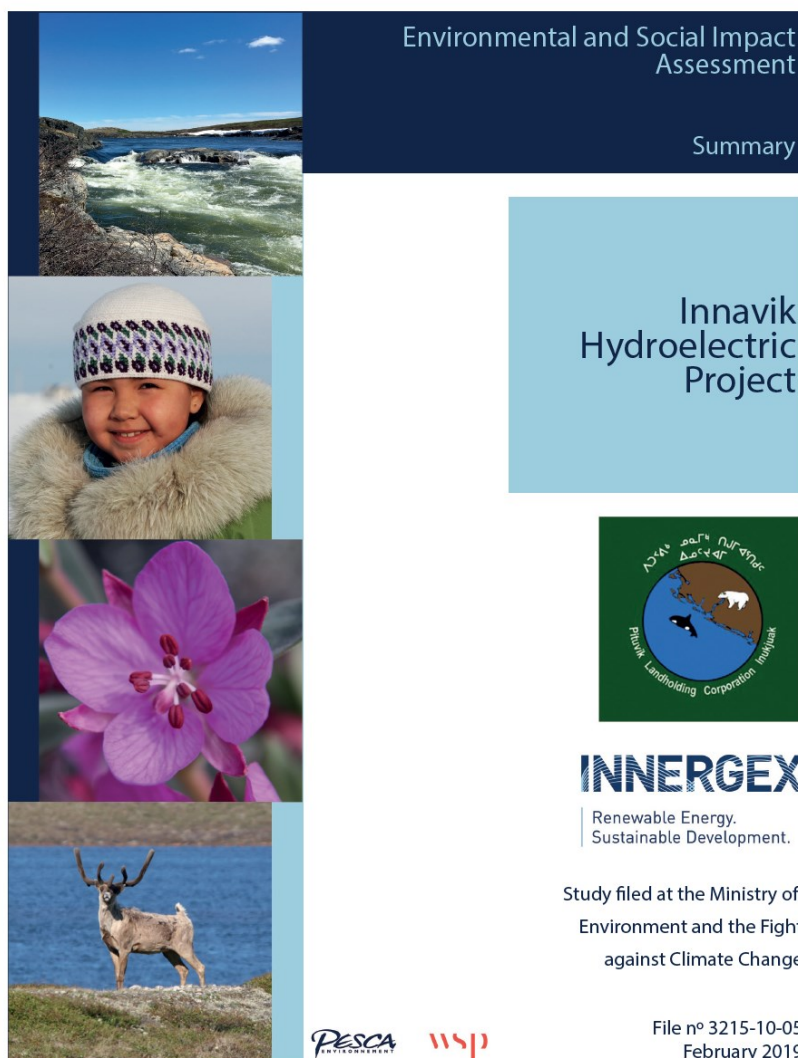
A spillway which the crest will have a width of 130.0 m and will be located at the 44.0 m level, i.e. the water level in normal operation. An excavated channel will allow the water to flow through the spillway during plant operations;

Construction of a bridge across the Inukjuak River is also planned to provide access to the structures on the left bank. A section measuring 3,641 m will be built in order to do so;

A 25 kV transmission line installed on wooden poles along the access road to Hydro-Québec's existing switchyard north of the village of Inukjuak;

A transformer station built inside the plant and will consist of a 25 kV transformer

21 - En second lieu : https://www.keqc-cgek.ca/wordpress/wp-content/uploads/2019/02/20190226_3215-10-005_Innavik_Résumé-ESIA_EN_FINAL.pdf :



22 - Si l'on veut implanter de façon significative les énergies renouvelables dans les réseaux autonomes que ce soit éolienne, hydraulique au fil de l'eau ou photovoltaïque, il n'y a selon nous qu'une seule solution réaliste : la bi-énergie.

En effet, les énergies renouvelables ont un caractère aléatoire et imprévisible qui n'offre aucune garantie de disponibilité de cette énergie et de la puissance associée de sorte que tant qu'on ne pourra pas de façon économique accumuler cette énergie par des batteries il faut faire de la bi-énergie interruptible. La nature intermittente, difficile à prévoir et à contrôler des énergies renouvelables, rend extrêmement difficile sinon impossible l'établissement d'une bonne corrélation entre la production et la courbe de charge de sorte que la seule issue est de contrôler la charge.

23 - Dans le dossier Inukjuak, même s'il s'agit ici d'une centrale hydraulique, les risques d'un manque d'eau rendent donc la bi-énergie incontournable de la même façon que pour l'éolien et le photovoltaïque.

24 - Voici comment nous avons exprimé cela en ce qui concerne l'énergie éolienne dans le dossier du plan d'approvisionnement de 2013 :⁹

Dans un projet éolien, lorsqu'il y a haute pénétration, c'est-à-dire lorsque la puissance éolienne installée dépasse la charge de pointe du réseau, une grande partie de l'énergie ne peut pas être absorbée par le réseau et doit donc être considérée comme de l'énergie excédentaire (nous traiterons de ce problème dans une section ultérieure). Évaluer le taux d'absorption est un exercice qui dépasse le cadre du dossier actuel puisqu'il faut simuler sur une base statistique la demande horaire et simuler en même temps la probabilité de production éolienne et établir une corrélation statistique entre ces deux séries de données.

25 - Depuis très longtemps, SE-AQLPA avaient d'ailleurs proposé d'instaurer un système bi-énergie dans les villages du Nunavik de façon à pouvoir utiliser le potentiel des énergies renouvelables que ce soit éoliennes, photovoltaïques ou autre.

⁹ **SE-AQLPA**, Dossier R-3864-2013 Pièce C-SE-AQLPA-C010, page 16, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPri/R-3864-2013-C-S%c3%89-AQLPA-0010-Preuve-Memoire-2014_05_15.pdf.

La première mention de bi-énergie date déjà de 2008 dans le cadre du plan d'approvisionnement dossier R-3648 -2007 en page 26 (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/MemoiresInterv3648/C-9-9-SE-AQLPA-02doc01_3ePartiePreuve_3648_25mar08.pdf) :

Quand le taux d'absorption descend dans la fourchette de 60 % à 70 % il en résulte une quantité considérable d'énergie excédentaire, qui impose au Distributeur des contraintes techniques complexes pour la réalisation des projets : Installation d'un accumulateur d'énergie excédentaire tel un réservoir hydroélectrique (naturel ou pompé)

□ *Modification des interventions commerciales en vue de favoriser la substitution de la consommation d'énergie thermique vers la consommation électrique (programmes de bi-énergie, etc.). (Notre souligné)*

Au dossier R-3814-2012 (Cause tarifaire 2013-2014 d'Hydro-Québec Distribution), SE-AQLPA avaient aussi logé la recommandation suivante à la Régie, dans le rapport de M. Jean-Claude Deslauriers *Options tarifaires en réseaux autonomes d'Hydro-Québec distribution*, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/80/DocPrj/R-3814-2012-C-S%c3%89-AQLPA-0010-PREUVE-MEMOIRE-2012_11_07.pdf :

RECOMMANDATION NO. 3-3 au dossier R-3814-2012 :

Nous recommandons à la Régie de requérir qu'Hydro-Québec Distribution dépose, au prochain dossier tarifaire 2014-2015, un scénario de jumelage éolien diesel avec bi-énergie en utilisant les valeurs exactes de consommation, de prix et de coût dans les différents villages du Nunavik, ceci afin de déposer une proposition de tarif bi-énergie pour de tels villages.

Cette proposition comporterait la suspension du tarif dissuasif lorsque la bi-énergie éolienne serait appliquée.

Enfin, au Dossier R-3864-2013 (Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec Distribution), au rapport de M. Jean-Claude Deslauriers déposé comme Pièce C-SE-AQLPA-0010, en pages 26 et 27 nous concluons comme suit:

En résumé le bénéfice pour le Distributeur est de recevoir le paiement de la facturation appliquée à ce tarif bi-énergie en plus, pour chaque 7,5119 kWh vendu de cette façon, d'économiser un litre de mazout. Si le coût de la subvention au mazout d'un dollar (!\$) le litre est correct il s'agit d'une économie de 13,3 ¢ pour /kWh vendu. Le bénéfice total est donc autour de 20 ¢/kWh pour le distributeur pour une énergie qui ne coûte rien.

Il n'y a pas beaucoup de solution pour favoriser la valorisation de l'énergie excédentaire et la possibilité de faire du chauffage contrôlé lié à la capacité éolienne est une des rares opportunité.

RECOMMANDATION NO. 2-5 au dossier R-3864-2013 :

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de faire une analyse technico- économique de l'opportunité d'utiliser efficacement et économiquement l'énergie excédentaire du JED par une approche de chauffage en bi-énergie éolien.

Voir aussi, au Dossier R-3986-2016 (Plan d'approvisionnement 2017-2026 d'Hydro-Québec Distribution), notre rapport déposé comme Pièce C-SE-AQLPA-0015, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-C-S%c3%89-AQLPA-0015-Preuve-Memoire-2017_04_06.pdf, en page 32 :

5.1.1 Conclusion

En conclusion nous ne pouvons que reproduire les conclusions de notre rapport du dossier 3972-2016 :

4.5.7 Conclusion

– Il n'y a pas de projet éolien parce que selon le Distributeur ceux-ci ne sont pas rentables.

Les projets ne sont pas rentables parce qu'il y a trop d'énergie excédentaire inutilisée.

L'énergie excédentaire ne peut pas être utilisée par ce qu'il y a des restrictions sur la consommation électrique avec un tarif dissuasif.

– Nous croyons qu'il faut créer l'opportunité. Il ne faut pas attendre les initiatives du Distributeur qui a démontré son inertie depuis 20 ans.

RECOMMANDATION SE-AQLPA 4-5

UN TARIF ÉLECTRIQUE BI-ÉNERGIE ÉOLIEN-DIESEL EN RÉSEAUX AUTONOMES

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) invitent la Régie de l'énergie à informer le ministre et le gouvernement du Québec que, dans l'exercice de sa juridiction tarifaire exclusive, elle pourrait considérer, dans les réseaux autonomes du Nunavik d'Hydro-Québec Distribution (nord du 53^e parallèle), l'établissement d'un tarif électrique bi-énergie éolien-diesel lequel, pendant la période d'utilisation de l'éolien, chargerait aux clients le tarif de première tranche pour l'ensemble de leur consommation, y compris les usages de chauffe. Les équipements bi-énergie (dont les équipements de mesurage télécommandés permettant le passage entre le diesel (Note infrapaginale : Dominique NEUMAN avec la collaboration d'André DELISLE, de Jean-Claude DESLAURIERS et de Jacques Fontaine pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3972-2016, Pièce C-SÉ- AQLPA-0007, section 4.5 pages 203 et 247.)

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-7

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il établisse, en réseaux autonomes du Nunavik, un tarif bi-énergie éolien-diesel, ce qui lui permettra possiblement de rentabiliser les projets éoliens en utilisant leur énergie excédentaire.

26 - Dans le présent dossier d'Inukjuak, nous sommes donc très satisfaits que le Distributeur ait enfin tourné son attention vers cette solution qui avait été proposée depuis de nombreuses années dans plusieurs dossiers, comme nous venons de l'exprimer ci-dessus.

RECOMMANDATION NO. 1.2.5**LES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES ET LA BI-ÉNERGIE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter et de faciliter la caractéristique de bi-énergie faisant partie de la solution proposée par le Distributeur et exprimée à son contrat d'approvisionnement.

2.6 L'ACCROISSEMENT DE LA BI-ÉNERGIE – LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL

27 - On pourrait même accroître cette option de bi-énergie.

En effet à partir du tableau Excel (R-4091-2019-B-0020-DDR-Régie Annexe - 2019_09_06 (3) fourni en annexe de la réponse de HQD à la DDR no.1 de la Régie nous avons isolé les données pour l'année 2024. Notre tableau qui suit fournit la quantité d'énergie qui est consommée par les clients de la catégorie *commerciale et institutionnelle* à Inukjuak.

Tableau 3 - Prévision pour l'année 2024

Prévision des prix du diesel à la centrale (\$CA/litre)	2024
Diesel	1,859
GES	0,079
TOTAL	1,938
Volumes de diesel à la centrale (litres)	
Statu quo	3 198 062
Projet Innavik	697 960
MWh (hypothèse : efficacité de 3,5 kWh/litre)	2 443
Prévision de la demande par usage - Inukjuak	
Ventes (en MWh)	
Résidentiel	23 488
dont usages de base	5 661
dont chauffage des espaces - résidentiel	14 469
dont chauffage de l'eau - résidentiel	3 358
Commercial et institutionnel	5 813
Total	29 301

On voit dans ce tableau que le volume d'énergie pour le chauffage représente approximativement trois fois la consommation de base pour les clients résidentiels. Si cette proportion est maintenue pour les clients du secteur Commercial et Institutionnel, il y a encore 3 fois 5813 MWh soit 17439 MWh de besoins de chauffage pour ces clients.

Il y aurait donc une grande quantité de mazout qui continuera à être brûlé dans le village d'Inukjuak selon la proposition du Distributeur, alors que la bi-énergie pourrait en éliminer la plus grande partie si on proposait la bi-énergie éolienne à tous les clients de la catégorie Commercial et Institutionnel.

En effet dès 2004 et encore en 2008 il avait été reconnu que le village d'Inukjuak est celui qui possède la meilleure qualité de vent de tous les villages du Nunavik.

Au projet actuel de centrale hydraulique on pourrait donc y ajouter de l'énergie éolienne. Les rapports de SE-AQLPA cités dans la section précédente traitent abondamment de cette opportunité qui est toujours disponible.

Ce nouveau développement permettrait d'éliminer complètement le PUEE sans risque alors que la proposition actuelle présente des risques qui ne sont pas négligeables.

RECOMMANDATION NO. 1.2.6**L'ACCROISSEMENT DE LA BI-ÉNERGIE – LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur d'améliorer davantage son projet Inukjuak, en requérant, notamment pour le secteur commercial-institutionnel, l'implantation de la bi-énergie éolienne dans ce village dont la rentabilité a déjà été démontrée. Aussi, le Distributeur offrirait à tous ses clients d'Inukjuak la bi-énergie de façon dans les premières années à utiliser toute l'énergie hydraulique disponible. Le contrat d'approvisionnement, bien qu'approuvé au présent dossier, pourrait ainsi ultérieurement être modifié en conséquence.

3

LA MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DE SERVICE APPLICABLES**3.1 UN NOUVEAU TARIF RAISONNABLE**

28 - Nous sommes évidemment favorables à ce que HQD modifie sa structure tarifaire, tel que proposé, afin de l'adapter à la nouvelle disponibilité d'un approvisionnement électrique peu coûteux et de source renouvelable.

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

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

29 - La Régie a logé plusieurs demandes de renseignements sur la rentabilité du prix proposée pour la deuxième tranche aussi bien pour le Distributeur que pour la clientèle de celui-ci.

Les réponses du Distributeur sont convaincantes et reflètent parfaitement l'analyse que nous avons faites en première partie du présent rapport sur les coûts évités.

Il n'y a aucun doute dans notre esprit que les deux parties de ce contrat vont en bénéficier.

De surcroît, il y aura des retombées économiques locales. En effet la communauté Inuit en s'occupant de l'achat, de l'entreposage, de la livraison et la vente du mazout tirait certes un profit partiel mais la plus grande partie des montants en jeu soit plusieurs millions de dollars par année quittait la communauté et le Québec au profit des pétrolières. Dorénavant la plus grande partie des montants vont rester au village.

30 - Il ne fait aucun doute que la clientèle qui ne bénéficie pas du PUEE vont profiter de ce nouveau tarif comment la démontré le Distributeur dans ses réponses à la Régie dans les extraits qui suivent :

Demande 11.1¹⁰

11.1 Veuillez fournir les données utilisées concernant le prix du mazout et présenter les calculs permettant d'arriver au prix de la 2^e tranche d'énergie de 19,43 ¢/kWh du tableau au préambule (i).

Réponse :

Comme mentionné à la note 1 du tableau 1 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0006), le calcul du prix de la 2^e tranche d'énergie est basé sur les prix

¹⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2018 Pièce B-0019, HQD-2, Document 1, page 51.

du mazout au Nunavik des saisons 2017-2018 (159,99 ¢/litre) et 2018-2019 (189,00 ¢/litre) publiés dans le Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger disponible sur le site de la Régie desquels les taxes de vente ont été exclues². Sans la TPS et la TVQ, les prix du mazout des saisons 2017-2018 et 2018-2019 s'élèvent respectivement à 139,2 ¢/litre et 164,4 ¢/litre. Considérant un taux d'efficacité du système biénergie de 75 % et des valeurs calorifiques de 37,5 MJ/litre (mazout arctique) et de 3,6 MJ/kWh (électricité), les prix équivalents en ¢/kWh correspondent respectivement à 17,81 ¢/kWh et 21,04 ¢/kWh. Le prix de la 2^e tranche de 19,43 ¢/kWh, présenté à titre illustratif pour l'année 2019, est la moyenne de ces deux prix.

Réponse 11.4¹¹

Pour le scénario Projet Innavik, le Distributeur a évalué le coût associé aux usages de base et de chauffage en appliquant le nouveau tarif proposé et en utilisant la prévision du prix du mazout chez le client présentée ci-haut afin de calculer le coût des besoins de chauffage des espaces qui ne peuvent être comblés par la centrale hydroélectrique. Le tableau R-11.4 illustre l'évolution du gain pour le client attribuable au tarif biénergie – Réseau d'Inukjuak proposé. Celui-ci augmente dans le temps en raison de la hausse du prix du mazout chez le client plus importante que celle du prix de la 2^e 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 **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2018 Pièce B-0019, HQD-2, Document-1, page 54.

Réponse 6.7

Combustible – PUEÉ

· Scénario Statu quo : La compensation financière est prise en compte pour les 5 clients résidentiels à Inukjuak qui participent au PUEÉ.

· Scénario Projet Innavik : La compensation financière est prise en compte pour les 5 clients résidentiels à Inukjuak qui participent au PUEÉ, selon la stratégie de transition d'une période de 7 ans explicitée à la pièce HQD-1, document 3 (B-0006), page 8, lignes 21 à 27.¹²

31 - Ces réponses sont très convaincantes du bénéfice pour la clientèle résidentielle qui ne participe pas au PUEE.

Par contre, les 5 clients qui y participent subiront une perte, mais acceptable, à la fin de la période de transition.

RECOMMANDATION NO. 1.3.1

LA PROPOSITION TARIFAIRE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver les tarifs d'Inukjuak tels que proposés.

¹² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4091-2018 Pièce B-0019, HQD-2, Document-1, page 32, lignes 10-17.

3.2 PERSPECTIVES TARIFAIRES À PLUS LONG TERME

32 - Pour les motifs énoncés au présent rapport, compte tenu de la rentabilité de cette option, nous espérons qu'à terme, tous les réseaux autonomes d'HQD où cela est possible bénéficieront d'une conversion à des énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques associés à un tarif bi-énergie. L'option de la bi-énergie, tel que mentionné, constitue la seule option réaliste permettant une telle conversion de tous les réseaux autonomes d'HQD où cela est possible, comme le préconisent les politiques énergétiques gouvernementales depuis longtemps.

Des solutions d'énergie renouvelable sont disponibles à un prix compétitif. Toutes les études que nous avons faites montrent des coûts de production pour l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque qui sont autour de 20 ¢/kWh. (Le prochain plan d'approvisionnement du Distributeur permettra une mise à jour de ces coûts).

33 - Cependant, transposer le tarif proposé actuellement au présent dossier dans tous les villages des réseaux autonomes présente des difficultés importantes à cause du PUEE.

En effet un tel tarif n'est du tout avantageux pour les clients qui profitent du PUEE puisque leurs coûts de chauffage sont très inférieurs à ce tarif de 19,43 ¢/kWh.

Le Distributeur doit faire preuve d'initiative et d'imagination pour trouver des solutions à cette difficulté.

RECOMMANDATION NO. 1.3.2

PERSPECTIVES TARIFAIRES À PLUS LONG TERME

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur un rapport décrivant dans chaque village le nombre de clients qui pourraient bénéficier du tarif proposé à Inukjuak avec des projets d'énergie renouvelable.

4

CONCLUSION

34 - Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent mémoire de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et de *l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*, que l'on trouve également reproduites en son sommaire exécutif.
