

**Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution**  
**HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année**  
**tarifaire 2019-2020**  
**(R-4057-2018)**

---

**A). TARIFICATION**

**1. STRATEGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES (B-0030, SECTION 2)**

**Références**

**i. R-4057-2018, [B-0030](#), p. 6**

**2. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES**

La Régie a reconnu, dans sa décision D-2017-022, qu'il existe un plafond pour le prix de la 2e tranche d'énergie des tarifs D et DM et que, tôt ou tard, la stratégie de hausse différenciée des prix d'énergie devra être revue.

Le Distributeur réitère une fois de plus que le contexte énergétique actuel et la transition énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. En effet, le contexte de surplus énergétiques fait en sorte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2019 à 20232 se situent bien en-deçà du prix actuel de la 2e tranche d'énergie de 9,12 ¢/kWh.

Par ailleurs, compte tenu de l'essor de la production distribuée (voir à cet égard la section 5.1), particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, ainsi que du stockage d'énergie dont les coûts sont en décroissance, il importe de revoir la valeur d'un kWh effacé à la marge et la capacité du prix actuel de la 2e tranche à refléter la vérité des coûts.

S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage, on ne peut pas en dire autant d'un kWh perdu au profit de la production distribuée. En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et ceux liés aux réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte alors que le prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D

surestime inévitablement le crédit accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à l'autoproduction doit être récupéré auprès des autres consommateurs.

Dans la décision D-2018-025, la Régie indique comprendre les inquiétudes du Distributeur quant aux impacts à plus long terme de l'autoproduction et du stockage d'énergie sur ses ventes futures, mais juge prématuré de modifier dès à présent la cible de coût évité de long terme pour le chauffage en excluant les coûts de Transport-Charge locale et de distribution<sup>1</sup>.

Le Distributeur soumet respectueusement qu'il est, au contraire, important d'agir dès maintenant afin d'éviter de poursuivre une croissance trop rapide du prix de la 2e tranche.

Le Distributeur réitère que comme le prix actuel de la 2e tranche d'énergie dépasse le coût évité total jusqu'en 2023 de même que le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux jusqu'en 2027, il pourrait même être justifié d'appliquer une hausse plus importante du prix de la 1re tranche d'énergie que celui de la 2e tranche, ce qui aurait un impact plus important sur les petits consommateurs. Le Distributeur propose plutôt d'appliquer une hausse uniforme des prix d'énergie du tarif D et du tarif DM afin d'épargner les petits consommateurs, tout en maintenant le signal de prix de la 2e tranche. Dans ce contexte, le Distributeur considère que la hausse uniforme des prix d'énergie doit donc être perçue comme une mesure d'atténuation des impacts auprès des petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu. (Notre souligné)

**ii. R-3933-2015, [B-0071](#), Suivi des décisions D-2014-37 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 1, Graphique E-1-B, p. 116**

---

<sup>1</sup> [D-2018-025](#), paragraphes 665 et 666

Le 5 octobre 2018

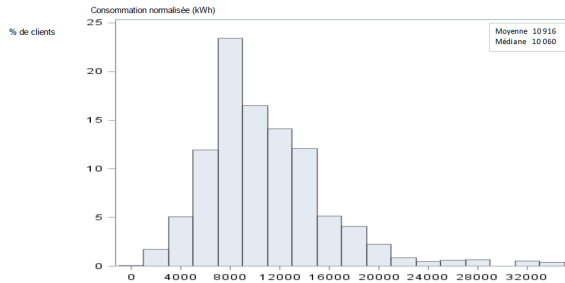
No de dossier : R-4057-2018

Demande de renseignements no 1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

Page 3 de 27

Graphique E-1-B :

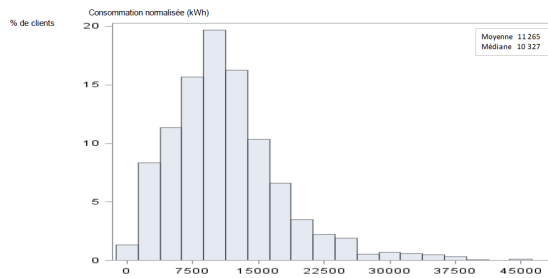
Propriétaires - Multilogements - TAE (79 % des clients du groupe)



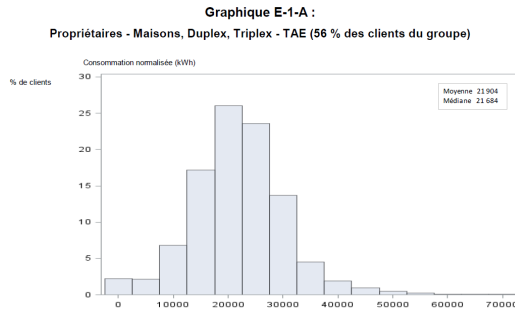
iii. R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Suivi des décisions D-2014-37 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 1, Graphique E-1-D, page 117

Graphique E-1-D :

Locataires (94 % des clients du groupe)



iv. R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Suivi des décisions D-2014-37 et D-2015-018, Réponses aux engagements no 1 à 9, 15 et 16, Réponse à l'engagement no 1, Graphique E-1-A, page 115



**v. R-3933-2015, Suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses aux engagements no1 à 9, 15 et 16, Réponse à l’engagement no 3.1 et 3.2, Tableau E-3.1**

**Tableau E-3.1 :**

**Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver (de décembre à mars) et en été (d’avril à novembre)**

Segments	Nombre (milliers)	Consommation	Consommation	Consommation
		moyenne par jour par client (kWh année)	moyenne par jour par client (kWh hiver)	moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

**vi. [A-2017-01] (A-0038), paragraphe 56 et 57 : Avis sur les mesures susceptible d’améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l’électricité et du gaz naturel (l’« Avis »).**

[56] Selon la Politique énergétique 2030, « les consommateurs doivent opérer une transition énergétique et adapter leur comportement afin de réduire leur besoin d’énergie et de choisir des énergies renouvelables ou à faible émission de [gaz à effet de serre] GES »<sup>21</sup>. Les changements comportementaux constituant l’un des trois piliers d’une transition énergétique réussie, avec l’efficacité énergétique et la substitution énergétique, il apparaît impératif que les consommateurs soient mieux informés par un signal de prix clair, reflétant davantage la vérité des coûts.

[57] La Régie est d’avis que le principe de la simplicité des tarifs en est un d’importance. Cependant, l’accent mis sur la simplicité ne devrait pas se faire au détriment de l’adoption de pratiques innovantes, de souplesse pour certaines clientèles aux besoins particuliers ou de l’envoi d’un signal de prix permettant une meilleure efficacité économique.

**Demandes**

1.1. (Réf. i.) Outre l'impact du faible prix de la première tranche sur la croissance de l'autoproduction et du stockage d'énergie, donc sur les ventes d'électricité, à votre avis, le maintien d'un faible prix pour la première tranche, combiné avec le déplacement de son seuil, peut-il avoir un impact sur les mesures en efficacité énergétique (ci-après EÉ) des consommateurs consommant principalement en première tranche ?

1.1.1. Si oui, sur quels types de mesures en EÉ les impacts pourraient être plus importants ?

1.2. (Réf. ii., iii., iv. et v.) En examinant la consommation annuelle que représentent 40 kWh par jour, soit 14 600 kWh, nous constatons qu'une partie significative des clients Propriétaires –Multilogements (TAÉ, tout à l'électricité) (Graphique E-1-B) consommerait principalement en première tranche. Le même constat est fait pour le segment Locataires (Graphique E-1-D), contrairement au segment Propriétaire -Maison -plex (Graphique E-1-E). Nous constatons également (réf. v.) que les segments de clients qui consomment bien au-delà de 40 kWh en hiver se retrouvent dans la catégorie – Propriétaire -TAÉ-maisons et plex, et Propriétaire-autres que TAÉ et MFR (ménages à faible revenu).

1.2.1. Pour les catégories *Propriétaire -TAÉ-maisons et plex*, et *Propriétaire-autres que TAE*, quel est, à votre avis, l'impact de la hausse du prix de la deuxième tranche sur le virage de ces clients vers l'autoproduction ?

1.2.2 Pour les catégories locataires ou en mode Multilogement, quel est, à votre avis, l'impact de la hausse du prix de la deuxième tranche sur le virage de ces clients vers l'autoproduction ?

1.2.3 À votre avis, lesquelles des catégories citées aux questions 1.2.1 et 1.2.2 sont plus enclines à faire un virage vers l'autoproduction ?

1.2.4. Selon votre expérience, quels segments de clientèle identifiés au Tableau E-3.1 adhèrent à l'autoproduction ?

1.2.5. Seriez-vous en mesure d'identifier, sous la forme de tableau, le taux de participation à l'autoproduction des segments de clients identifiés au tableau E-3.1 ?

1.3. (Réf. i. et iv.) Le Distributeur indique considérer la hausse uniforme des prix d'énergie *comme une mesure d'atténuation des impacts auprès des petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu*. Nous constatons qu'au Tableau E-3.1 (réf v.) le segment MFR a une consommation moyenne par jour par client en hiver plus importante que celle des Propriétaire (TAÉ- Multilogement) et que celle des locataires. Peut-on en conclure qu'une hausse de la deuxième tranche impacte davantage, en moyenne, les MFR que les segments Propriétaire (TAÉ- Multilogement) et locataires ?

1.4. (Réf. vi.) La Régie, dans son avis, indique qu'il apparaît impératif que les consommateurs soient mieux informés par un signal de prix clair, reflétant davantage la vérité des coûts. De l'avis du Distributeur, le signal de prix doit-il également être présent à la première tranche de consommation ? Si tel n'était pas le cas, quelles conséquences pourrait-il y avoir sur les changements comportementaux visant l'efficacité de la consommation, notamment à la pointe du réseau électrique en hiver.

1.5. Pourriez-vous fournir le pourcentage des ventes du tarif résidentiel qui se retrouve en deçà de 40 kWh par jour en hiver ?

1.6. (Réf. i. et vi.) Le Distributeur indique que : *le prix actuel de la 2e tranche d'énergie dépasse le coût évité total jusqu'en 2023 de même que le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux jusqu'en 2027* (Réf. i).

1.6.1 Veuillez confirmer que cela implique que le prix actuel de la 1<sup>ère</sup> tranche est inférieur au coût évité. Si oui, le prix de la 2e tranche d'énergie compense-t-il pour cette différence ?

1.6.2 De l'avis du Distributeur, en maintenant le prix de la première tranche plus bas que le coût évité, peut-il y avoir un impact sur la demande en puissance à la pointe du réseau de distribution, considérant que la première tranche inclut du chauffage de base.

1.6.3 Si oui, quel serait l'impact, à la marge, sur la pression pour l'ajout d'équipement de production pour les besoins en puissance sans la zone de distribution du Québec ?

2. PROPOSITION RELATIVE À LA TARIFICATION DYNAMIQUE (B-0030, SECTION 4)

**2. Option crédit en pointe critique clientèle résidentielle et petite puissance (CPC) : (B-0030, Section 4.5.1)**

**Références**

**i. R-4057-2018, B-0030, 4.3.1. Crédit en pointe critique (« CPC »), page 18**

Le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier. Il récompense les clients lorsqu'ils réduisent leur consommation pendant un maximum de 100 heures critiques en période d'hiver, sur appel du Distributeur. Pour chaque événement de pointe critique, l'effacement du client correspond à la différence entre ce qu'il aurait normalement consommé, sans événement, et ce qu'il a effectivement consommé lors d'un événement.

Cette option ne présente aucun risque pour les clients qui y souscrivent, leur facture ne pouvant que diminuer selon les efforts déployés lors d'événements de pointe critique. En effet, dans le cas où le client ne réduit pas sa consommation lors d'un événement, le tarif régulier lui est appliqué et aucun crédit ne lui est versé.

**ii. R-4057-2018, B-0030, Tableau 6, page 21**

Le 5 octobre 2018

No de dossier : R-4057-2018

Demande de renseignements no 1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

Page 8 de 27

**TABLEAU 6 :**  
**PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES OPTIONS PRÉSENTÉES**

Caractéristiques	Crédit sur le tarif régulier (CPC)	Tarif de pointe critique (TPC)	Tarif différencié dans le temps (TDT)
Nombre d'heures	2 900	2 900	2 900
Hiver	Maximum de 100	Maximum de 100	600
Heures critiques	Minimum de 2 800	Minimum de 2 800	2 300
Heures hors pointe			
Plages horaires de pointe	Principalement Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h	Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h	Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h
Prix de l'énergie (¢/kWh)			
Période d'hiver			
Crédit en pointe critique	50	s.o.	s.o.
Prix de pointe critique	s.o.	50	s.o.
Prix de pointe	s.o.	s.o.	15
Prix hors pointe	7 <sup>1</sup>	5	5
Période d'été	7	7	7
Avis d'événement de pointe critique	Oui	Oui	Non

<sup>1</sup> S'applique en tout temps en période d'hiver.

**iii. R-4057-2018, [B-0032](#), Section 9, article 2.73, page 47**

**2.73 Limitations**

Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels la présente option s'applique.

**v. R-4057-2018, [B-0032](#), Section 9, pages 44**

« *période de référence* » : selon que l'événement de pointe critique a lieu un jour de semaine ou de fin de semaine, la période correspondant aux heures de pointe comprises dans les 5 jours de semaine ou les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de l'événement de pointe critique et au cours desquels il n'y a pas eu d'événement de pointe critique.

**vi. R-4057-2018, [B-0032](#), Section 9, pages 44**

« *énergie de référence* » : une valeur, exprimée en kilowattheures, qui représente une estimation de la consommation d'énergie du client pendant l'événement de pointe critique d'après son profil normal de consommation. Ce profil est établi à partir des valeurs réelles enregistrées pendant la plage horaire correspondante de la période de référence, exclusion faite des valeurs minimales et maximales, et la moyenne des valeurs retenues est ajustée en



fonction de la consommation d'énergie du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique.

### **Demandes**

- 2.1. (Réf. ii.) Veuillez expliquer en quoi consiste le prix hors pointe de 7 cents/kWh, est-ce à dire que le tarif de la première tranche ne s'applique pas ?
- 2.2 (Réf. ii.) Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé l'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée.
- 2.3. (Réf. iii.) Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le Distributeur souhaite se réserver le droit de limiter le nombre d'abonnements pour cette option.
- 2.4. (Réf. iii.) Veuillez préciser la limite de nombre d'abonnements envisagée par le Distributeur et pourquoi cette limite est retenue.
- 2.5. (Réf. v.) Concernant la période de référence, veuillez préciser ce que comprennent les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de l'événement de pointe critique, est-ce qu'il s'agit de considérer la consommation pour 2 jours par fin de semaine, donc un étalement sur 3 semaines ? Veuillez expliquer plus en détail le fonctionnement proposé pour déterminer l'énergie de référence.
- 2.6. (Réf. v.) Considérant les variations significatives de la température au Québec, incluant les redoux et les pointes hivernales polaires, et ce, en de courts laps de temps, êtes-vous d'accord que la période de référence des 5 jours précédant l'événement de pointe critique ne sera pas toujours représentative de la consommation de référence à température égale ?
- 2.7. (Réf. vi.) Le Distributeur serait-il ouvert à introduire une variable de normalisation de la température pour évaluer l'énergie de référence ?

2.8. (Réf. vi) Le client pourrait-il faire du préchauffage des locaux avant l'heure critique, et de fait modifier la moyenne des valeurs retenues, puisque celle-ci est ajustée en fonction de la consommation d'énergie du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique ?

2.8.1 Le Distributeur a-t-il envisagé cette possibilité ?

2.8.2 Si oui, veuillez préciser si le calibrage de la consommation de référence permet de l'éviter.

2.8.2 Devrait-on encourager ce comportement, permettant le déplacement de la demande électrique pour le chauffage des locaux ?

2.9. Le Distributeur a-t-il procédé à un sondage pour évaluer la valeur en MW d'effacement de l'option tarifaire CPC en fonction d'un nombre de clients pouvant y adhérer ?

2.10. Quel est l'objectif d'effacement en puissance pour le CPC pour sa première année d'application, soit pour l'hiver 2019-2020, et sur un horizon de 5 ans ?

2.10.1 Le Distributeur a-t-il évalué des scénarios optimiste ou défavorable ? Si oui, veuillez les présenter.

### **3. Tarification de pointe critique (TPC) – Clientèle résidentielle et petite puissance (B-0030, Section 4.5.1)**

#### **Références**

##### **i. R-4057-2018, [B-0030](#), section 4.5.1, page 27**

###### **TPC**

Le TPC proposé est offert aux clients aux tarifs D et G. Bien qu'il soit ressorti lors des consultations qu'un TPC présente peu d'intérêt pour les clients au tarif G, le Distributeur propose néanmoins de l'offrir, afin de bonifier son offre tarifaire pour la clientèle apte à gérer sa consommation.

Le TPC est calibré à partir du tarif régulier proposé au 1<sup>er</sup> avril 2019 en tenant compte du fait que, pendant un maximum de 100 heures de pointe critique durant la période d'hiver, la consommation est facturée à un prix de 50 ¢/kWh comme explicité à la section 4.3.2.

D'autres éléments doivent également être considérés dans l'exercice de calibrage du TPC. Le calibrage du TPC doit tenter de limiter l'attrait de ce tarif pour les opportunistes, c'est-à-dire les clients qui verraient une baisse de leur facture d'électricité sans qu'ils aient à modifier leur profil de consommation ou qui auraient intérêt à accroître leur consommation hors pointe pour profiter du prix le plus bas sans effacement en période de pointe. Le Distributeur propose d'utiliser deux moyens pour limiter ces cas d'opportunisme.

D'abord, le TPC proposé conserve une structure similaire à celle du tarif régulier. Ainsi, les participants au TPC ont accès à ni plus ni moins de kWh facturés au prix plus bas de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie du TPC que s'ils étaient restés au tarif régulier. Dans le cas de la clientèle au tarif G, le TPC est calibré uniquement en fonction du prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie compte tenu que le prix de la 2<sup>e</sup> tranche ne s'applique qu'à une très faible consommation et qu'il est appelé à disparaître.

Ensuite, les prix du TPC appliqués durant la période d'été sont identiques à ceux du tarif régulier. Ainsi, les revenus supplémentaires associés à la consommation facturée au prix plus élevé de pointe critique sont compensés uniquement sur les heures hors pointe de la période d'hiver. De cette façon, les clients, notamment ceux consommant davantage en été qu'en hiver, ne peuvent pas réaliser d'économies sans contrepartie d'un effacement en période d'hiver.

Par ailleurs, le calibrage du TPC doit assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, c'est-à-dire que les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique ont, en moyenne, la même facture annuelle au tarif régulier et au TPC. Par ricochet, cette neutralité permet au Distributeur de récupérer les mêmes revenus globaux au TPC avant effacement qu'au tarif régulier. C'est donc en réduisant leur consommation ou en la déplaçant de la période de pointe critique vers la période hors pointe que les clients réalisent, en moyenne, des économies sur leur facture. C'est donc le signal de prix qui encourage les clients à poser des gestes pour réaliser des économies.

## **ii. R-4057-2018, [B-0032](#), Section 10, 2.78 Conditions d'admissibilité, c), page 48**

### **2.78 Conditions d'admissibilité**

Pour que l'abonnement soit admissible au présent tarif, les conditions suivantes doivent être remplies :

- a) le mesurage à chaque point de livraison doit être assuré par un seul compteur communicant installé par Hydro-Québec ;

- b) le client doit avoir créé son Espace client sur le site [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com) et une adresse courriel valide pour l'envoi des avis d'événement de pointe critique doit y être indiquée tant et aussi longtemps que son abonnement est assujéti au présent tarif ;
- c) le client ne doit pas avoir mis fin à son abonnement au présent tarif au cours de la période d'hiver précédente ;
- d) le client ne doit pas bénéficier d'une option de mesurage net ni de l'option de crédit en pointe critique ;
- e) le client ne doit pas être desservi par un réseau autonome.

**iii. R-4057-2018, [B-0032](#), Section 10, 2.82 Limitations, page 50**

**2.82 Limitations**

Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels s'applique le tarif DPC.

Par ailleurs, Hydro-Québec se réserve le droit de mettre fin à l'application du présent tarif à un abonnement s'il survient des problèmes récurrents liés à l'acquisition des données horaires de mesurage.

**Demandes**

- 3.1. (Réf. i.) Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé l'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée.
- 3.2. (Réf. ii.) La preuve du Distributeur indique que le client ne doit pas avoir mis fin à son abonnement à ce tarif, et cela, au cours de la période d'hiver précédente. Veuillez préciser si cette clause s'applique en cas de déménagement et expliquer pourquoi.
- 3.3. (Réf. iii.) Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le Distributeur souhaite se réserver le droit de limiter le nombre d'abonnements pour cette option.
- 3.4. (Réf. iii.) Veuillez préciser la limite envisagée par le Distributeur et pourquoi cette limite est retenue.
- 3.5. Le Distributeur a-t-il procédé à un sondage pour évaluer la valeur d'effacement de l'option tarifaire TPC en fonction d'un nombre de clients pouvant y adhérer?

3.6. Quel est l'objectif d'effacement en puissance pour le TPC pour sa première année d'application, soit pour l'hiver 2019-2020, et sur un horizon de 5 ans?

3.6.1. Le Distributeur a-t-il évalué des scénarios optimiste ou défavorable ? Si oui, veuillez les présenter.

#### **4. Tarification de pointe critique : Clientèle aux tarifs M et G9 (B-0030, Section 4.5.2)**

##### **Références**

##### **i. R-4057-2018, B-0030, 4.5.2. Clientèle aux tarifs M et G9**

Comme pour les tarifs DPC et GPC, les TPC proposés pour la clientèle aux tarifs M et G9 ont été calibrés de façon à ce que la facture d'un client au TPC, avant effacement, corresponde, en moyenne, à celle au tarif régulier. Un prix de 1 50 ¢/kWh s'applique à la consommation lors des événements de pointe critique. Les TPC pour la clientèle aux tarifs M et G9 visent les prix d'énergie seulement, la prime de puissance de chacun des tarifs demeurant inchangée. Cette approche permet d'assurer que les clients gèrent leur consommation en période de pointe en réponse au signal de prix en énergie et qu'ils poursuivent la gestion de leurs appels de puissance en tout temps en réponse au signal en puissance, limitant ainsi la pression sur les besoins en puissance à la pointe et les investissements additionnels sur les réseaux de transport et de distribution.

Au niveau du calibrage du TPC pour la clientèle au tarif M, un prix de 50 ¢/kWh durant les heures critiques, en contrepartie d'un prix plus bas en hiver uniquement, résulte en un seul prix en dehors des heures critiques, compte tenu de la contrainte de demeurer au-dessus du coût de l'électricité patrimoniale. Conséquemment, en période d'hiver, il n'y a plus de distinction relative aux tranches de consommation. Cette proposition pourrait contribuer à augmenter la compétitivité des clients du tarif M pouvant répondre aux appels du Distributeur lors d'événements de pointe critique. Ainsi, les participants au TPC bénéficieraient de prix d'énergie inférieurs pour les 1<sup>re</sup> et 2<sup>e</sup> tranches de l'ordre de 40 % et 20 % respectivement par rapport aux prix actuels d'énergie en période d'hiver.

Les tableaux 9 et 10 présentent les tarifs MPC et G9PC proposés.

Le 5 octobre 2018

No de dossier : R-4057-2018

Demande de renseignements no 1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

Page 14 de 27

**TABLEAU 9 :**  
**TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF MPC**

Composantes tarifaires	Prix
Prime de puissance (\$/kW)	14,55
Période d'hiver	
Prix de l'énergie - En dehors des heures critiques (¢/kWh)	3,00
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	210 000
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,03
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	3,73

**TABLEAU 10 :**  
**TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF G9PC**

Composantes tarifaires	Prix
Prime de puissance (\$/kW)	4,23
Période d'hiver	
Prix de l'énergie - En dehors des heures critiques (¢/kWh)	7,88
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Prix de l'énergie (¢/kWh)	10,07

Les modalités relatives aux tarifs MPC et G9PC sont présentées à la pièce HQD-13, document 3, respectivement aux sections 11 et 12 du chapitre 4.

## **Demandes**

4.1. (Réf. i.) Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé l'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée pour le tarif MPC.

4.2. Veuillez préciser si les tarifs DPC et G9PC sont calibrés neutre d'impact sur les revenus de ces catégories de clients.

## **5. Évaluation des économies potentielles des clients participants et Opérationnalisation et commercialisation (B-0030, Section 4.6 et 4.7)**

### **Références**

#### **i. R-4057-2018, [B-0030](#), section 4.7, pages 31 et 32**

##### **4.7. Opérationnalisation et commercialisation**

La mise en place d'options tarifaires de pointe critique implique des modifications aux différents processus et systèmes du Distributeur. Certains nécessiteront des développements informatiques.

L'opérationnalisation de la tarification dynamique nécessite l'utilisation de données horaires de consommation qui ne sont actuellement pas utilisées aux fins de l'établissement de la facture d'électricité des clients. Conséquemment, des modifications doivent être apportées au module d'entreposage de l'infrastructure de mesurage afin de pouvoir, d'une part, calculer l'énergie de référence pour le CPC et, d'autre part, comptabiliser la consommation à facturer aux différents prix du TPC. De plus, des modifications au système d'information clientèle sont requises afin de programmer ces nouvelles options tarifaires et d'automatiser les processus de gestion des événements de pointe critique et de facturation.

Comme il s'agit d'une nouvelle offre auprès de la clientèle de masse, le Distributeur mettra en place une stratégie d'accompagnement afin de maximiser l'expérience du client. C'est d'ailleurs un élément qui a été jugé essentiel par les participants aux groupes de discussion.

En plus de la promotion de ces options, le Distributeur entend donc développer différents outils Web :

- pour faciliter la prise de décision d'adhérer à l'une ou l'autre des options proposées (comparaison des options et simulation des économies potentielles selon les habitudes de consommation des clients) ;
- pour permettre l'adhésion des clients aux nouvelles options par leur Espace client ;
- pour assurer un meilleur suivi de la consommation à la suite des événements de pointe critique et de la facture d'électricité (portrait de consommation adapté pour le TPC et suivi des crédits d'effacement pour le CPC) ;
- pour permettre la communication d'alertes courriel et notifications au moyen d'une application mobile pour aviser la clientèle des événements de pointe critique.

La bonification de l'offre tarifaire implique nécessairement une hausse de la charge de travail dans les centres de relations clientèle. En effet, de nouveaux motifs pour contacter

le Distributeur, certains nécessitant un temps de traitement élevé, devront être pris en charge.

De plus, l'ensemble des représentants des centres de relations clientèle devront recevoir une formation afin, notamment, d'accompagner la clientèle et d'assurer un traitement optimal de ces abonnements. Aussi, le centre d'exploitation du mesurage devra mettre en place un processus de suivi visant à assurer la disponibilité des données horaires de consommation.

L'envergure globale des coûts de services à la clientèle et du système d'information clientèle sont estimés à environ 6 M\$. Les coûts de commercialisation, ceux associés à l'augmentation de la charge de travail en téléphonie ainsi qu'à certains développements informatiques ne sont pas précisés pour l'instant et s'ajouteront à ce montant.

Afin d'offrir la tarification dynamique à l'hiver 2019-2020, le développement de la solution informatique doit débiter à l'automne 2018. Advenant des changements à la portée du projet, ceux-ci auraient un impact sur l'échéancier et les coûts d'implantation. (Nos soulignés)

## **Demandes**

5.1. Concernant le développement de la solution informatique, le Distributeur est-il confiant que celle-ci sera fonctionnelle pour l'offre de tarification dynamique à l'hiver 2019-2020 ?

5.2. Au lieu de fournir une formation à l'ensemble des représentants des centres de relations clientèle, serait-il possible de plutôt dédier l'accompagnement de la clientèle à un groupe de représentants, en adaptant le menu de réception téléphonique pour diriger les clients adhérant à la tarification dynamique ?

5.3. Le Distributeur est-il en mesure d'estimer les coûts de développements informatiques, les coûts de commercialisation et les coûts associés à l'augmentation de la charge de travail en téléphonie? Si oui, veuillez fournir ces estimations pour chacun des trois coûts séparément.



**B. MAINTIEN DES ACTIFS - INVESTISSEMENTS 2019 / PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ (B-0022)**

**6. Centrales de production ((B-0022, Section 3.1.2 et Annexe C)**

**Références**

**i. R-4057-2018, [B-0022](#), Section 3.1.2. Centrales de production, p.12**

**3.1.2. Centrales de production**

Les investissements prévus pour 2019 s'élèvent à 19,0 M\$, en baisse de 2,0 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2018. Ils visent essentiellement :

- les travaux de réfection à la centrale des Îles-de-la-Madeleine (7,0 M\$), principalement pour la réfection de cheminées ;
- les travaux à la centrale des Menihek (5,8 M\$), notamment le système de levage de l'évacuateur de crues et l'avant-projet relatif à la réfection des digues ;
- les travaux dans les autres centrales (6,2 M\$), touchant essentiellement la réfection des abris à barils pour l'entreposage de matières dangereuses et de matières dangereuses résiduelles, la modernisation des automatismes des systèmes de commande des centrales diesel et la réhabilitation des moteurs.

**ii. R-4057-2018, [B-0022](#), Projets et activités d'investissement de plus de 1 \$M et réseaux autonomes (RA), Tableau C-1, Annexe C,**

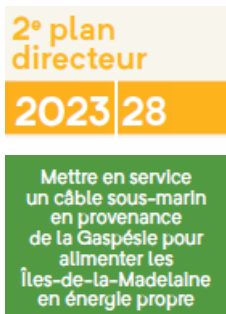
Demande de renseignements no 1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

TABLEAU C-1 :  
 INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)

Projets et activités	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
<b>Centrales de production</b>				
Parc à carburant (Ivujivik)	2,8	0,3	1,3	
Parc à carburant (La Romaine)	4,8		0,1	
Parc à carburant (Tasiujaq)		0,3	1,4	
Parc à carburant (Kangiqlualujuaq)	1,4		0,1	
Parc à carburant (Aupaluk)	1,4			
Parc à carburant (Umiujaq)	1,9		0,3	
Abri à barils (Purvirmituaq)		1,1	0,4	1,9
Automatisation à remplacer (Kangiqlualujuaq)			1,2	
Automatisation à remplacer (Kangiqlualujuaq)		0,9	1,5	
Automatisation à remplacer (Quaqtaq)			0,1	1,1
Système de levage à l'évacuateur de crues (Menihék)	0,9	0,6	0,9	0,5
Système de commande manuelle (Îles-de-la-Madeleine)	0,3	0,9	0,4	
Réfection des cheminées (Îles-de-la-Madeleine)	0,1	3,0	0,2	6,6
Poutrelles du pertuis (Menihék)	0,1		1,1	
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (Menihék)	1,0		0,2	
Remplacement des câbles de puissance et commande (Menihék)	0,3	2,3	2,4	
Remplacement des auxiliaires de centrale (Menihék)	0,6	2,4	2,0	
Avant-projets - Réfection des digues (Menihék)			2,5	4,5
Autres <sup>1</sup>	6,9	9,3	4,0	4,4
<b>Total</b>	<b>22,5</b>	<b>21,0</b>	<b>19,9</b>	<b>19,0</b>

<sup>1</sup> Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

iii. R-4043-2018, [B-0005](#), p. 107



iv. R-4043-2018, [B-0005](#), page 108

Objectif 2: Intégrer l'énergie renouvelable aux centrales thermiques de production d'électricité en réseau autonome

Moderniser les centrales thermiques

Améliorer le rendement de l'équipement et mettre à niveau les systèmes automatisés :

- > Mettre en marche un système de récupération de chaleur aux Îles-de-la-Madeleine.
- > Exploiter un parc éolien sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine.
- > Raccorder le réseau autonome de La Romaine au réseau intégré d'Hydro-Québec.
- > Déployer des unités de stockage d'énergie dans certains réseaux autonomes.
- > Mettre en service une nouvelle centrale thermique hybride à Tasiujaq.

Préambule

Le Distributeur prévoit des investissements en maintien des actifs pour les centrales de production en réseaux autonomes, dont la réfection de cheminées à la centrale des Îles-de-la-Madeleine (7 M\$) et des travaux divers dans d'autres centrales (Réf i.). Au Tableau C-1 (Investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes (M\$)) de l'Annexe C (Réf. ii), le Distributeur produit le détail des travaux en maintien des actifs.

### **Demandes**

6.1. (Réf. i, ii et iii) Compte tenu de la mise en service d'un câble sous-marin en provenance de la Gaspésie pour alimenter les Îles-de-la-Madeleine en énergie propre entre 2023 et 2028 annoncée par TEQ dans son Plan directeur, veuillez justifier les investissements prévus pour la réfection de cheminées à la centrale des Îles-de-la-Madeleine au coût de 7 M\$.

6.2 (Réf. i, ii et iv) Concernant les travaux de 6,2 M\$ à réaliser dans les autres centrales, lesquels visent la modernisation des automatismes des systèmes de commande des centrales diesel et la réhabilitation des moteurs. Veuillez préciser si ces travaux s'inscrivent dans la modernisation des centrales thermiques annoncée dans le Plan directeur.

6.2.1 Sinon, veuillez préciser dans quelle mesure ces travaux sont nécessaires compte tenu des projets de modernisation et d'intégration d'énergie renouvelable aux centrales thermiques, en précisant notamment pourquoi il est requis de procéder à la réhabilitation des moteurs dès maintenant.

## **7. Matériel roulant (B-0022, Section 3.1.5)**

### **Références**

**i. R-4057-2018, [B-0022](#), 3.1.5. Matériel roulant, P. 13**

#### **3.1.5. Matériel roulant**

Comparables aux investissements reconnus en 2018, les investissements prévus pour 2019 s'élèvent à 37,0 M\$.

Ces investissements visent principalement le remplacement de véhicules légers âgés entre 8 et 15 ans ainsi que le remplacement de nacelles âgées entre 15 et 17 ans. L'âge moyen

des véhicules légers atteint 6,1 ans alors que celui des camions nacelles (six roues ou dix roues) est de 9,5 ans. Le Distributeur précise que près de 40 % des camions nacelles dix roues sont âgés de 12 ans et plus alors que leur durée de vie utile est de 13 ans.

## **Demandes**

7.1. (Réf. i.) Le Distributeur prévoit des investissements en maintien des actifs visant le remplacement de véhicules légers. Veuillez préciser si le Distributeur a une politique d'achat concernant le type de véhicules retenu pour sa flotte de véhicules légers. Si oui, veuillez la déposer.

7.1.1. Sinon, veuillez préciser quel(s) type(s) de véhicule(s) légers sera(ont) privilégié(s) pour les investissements prévus de 37 M\$ (Détaillez).

## **8. Croissance de la demande en réseaux autonomes (B-0022, Section 3.3.3, p. 17 et Annexe C-2)**

### **Références**

**i. R-4057-2018, [B-0022](#), section 3.3.3 Réseaux autonomes, p. 17**

#### **3.3.3. Réseaux autonomes**

Les investissements prévus pour 2019 s'élèvent à 10,9 M\$, en hausse de 10,2 M\$ par rapport à ceux reconnus pour 2018. Les investissements prévus permettront notamment au Distributeur d'effectuer des projets intégrant les énergies renouvelables en réseaux autonomes tels qu'un projet d'éoliennes à intégrer au réseau de Quaqaq ainsi qu'un projet de jumelage éolien-diésel aux Îles-de-la-Madeleine. Le détail de cette hausse est présenté au tableau C-2 de l'annexe C12.

Le Distributeur entend poursuivre ces démarches et analyse les avenues possibles afin de mettre en place les conditions permettant d'assurer la transition énergétique des réseaux autonomes.

**ii. R-4043-2018, [B-0005](#), Mesures 77.1, 78.1 et 78.2, p. 222 et 223**

Réseaux autonomes	579 388	19 287 458	59 041	224 495 000 \$
<b>77. Caractériser le potentiel de production des énergies renouvelables</b>	-	-	-	<b>270 000 \$</b>
77.1. Caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes (HQ)	-	-	-	230 000 \$
Caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes (SPN)	-	-	-	40 000 \$
<b>78. Implanter un projet pilote de stockage d'énergie</b>	-	-	-	<b>DC</b>
78.1. Mettre en place des projets de démonstration technologique en réseaux autonomes (HQ)	-	-	-	DC
78.2. Utilisation d'énergie renouvelable pour le chauffage de l'eau et des espaces (HQ)	-	-	-	DC

iii. R-4043-2018, [B-0005](#), Mesures 19.1, p. 223

<b>79. Moderniser les centrales thermiques</b>	-	<b>7 188 000</b>	<b>18 500</b>	<b>155 000 000 \$</b>
79.1. Convertir en tout ou en partie la production d'électricité vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone (HQ)	-	7 188 000	18 500	155 000 000 \$

iv. R-3986-2016, [B-0010](#), Tableau 4, page 12

**TABLEAU 4 :  
 CALENDRIER DE LANCEMENT DES APPELS DE PROPOSITIONS**

Réseau visé	Objet	Date	Réseau visé	Objet	Date
Îles-de-la-Madeleine	Conversion éolien	23 octobre 2015	<b>NUNAVIK</b>	Phase 1 - Est Aupaluk Kangisualujjuaq Kangisujuaq Kangirsuk Kuujjuaq Quaqtaq	Conversion ouvert Automne 2017
	Phase 2 raccord. / ouvert	Début 2018			
Obedjiwan	Conversion biomasse	Novembre 2016	Phase 2 - Ouest Akulivik Inukjuak Ivujivik Kuujuarapik Puvirmituq Salluit Umijuq	Conversion ouvert Automne 2018	
La Romaine	Raccordement	-			
Tasiujaq	Pérennité thermique / renouvelable ?	Automne 2016 / Printemps 2017			
Clova L'Île-d'Entrée Port-Menier	Conversion ouvert	Printemps 2019			

v. Appel de propositions AP 2016-01, Biomasse – Réseau autonome d'Obedjiwan, Réponses aux questions déjà posées : [Q0003 Document d'appel de propositions 2016-01](#), Question 03

Question 03 :

Pouvez-vous nous confirmer que le coût unitaire de production d'électricité (\$/kWh) demandé par le Soumissionnaire doit obligatoirement être inférieur au coût unitaire actuel de l'IPEE ?

**Réponse 03 :**

Le Distributeur souhaite recevoir des soumissions qui lui permettront de réduire les coûts d'exploitation du réseau Obedjiwan par rapport à la situation actuelle. La soumission retenue sera celle qui permettra au Distributeur de réaliser le maximum d'économie en regard du coût global de la production d'un kWh d'énergie dans ce réseau autonome.

La réduction du coût global de la production d'un kWh est définie comme l'écart entre le coût global d'une unité d'énergie électrique produite (en kWh) par l'IPEE et le coût global d'un kWh résultant de la production combinée de l'IPEE et de la NIPE faisant l'objet de la soumission déposée par un soumissionnaire.

À titre indicatif, le coût évité en énergie du réseau Obedjiwan (36.11¢/kWh) est disponible à la page 10 de la page web [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016\\_07\\_29.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0021-Demande-Piece-2016_07_29.pdf) de la Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2017-2018.

Cependant, il est important de souligner que ce coût évité en énergie du réseau Obedjiwan, tel que présenté à la Régie de l'énergie, comprend le coût du combustible ainsi que les coûts d'entretien et de maintenance de l'IPEE. Or, puisque l'IPEE devra être maintenue en opération pour assurer la fiabilité du réseau Obedjiwan, les économies engendrées par la contribution de la NIPE seraient essentiellement attribuables à la réduction de consommation du combustible.

**vi. Appel de propositions [AP-2016-01](#), Biomasse – Réseau autonome d'Obedjiwan, Section 4.2.4 Minimisation des émissions de GES, p. 16**

**4.2.4 Minimisation des émissions de GES**

Le soumissionnaire doit démontrer à la section 3.7.1 de la Formule de soumission que la NIPE proposée permet de réduire les émissions annuelles totales de GES du réseau d'Obedjiwan, exprimé en kilogramme de dioxyde de carbone équivalent par unité d'énergie utile (kg CO<sub>2</sub> éq. / GJ), par rapport à la situation actuelle prévalant sous le régime d'exploitation de l'IPEE (Voir Annexe 3).

**vii Appel de propositions [AP-2016-01](#), Biomasse – Réseau autonome d'Obedjiwan, Section 2.2 : Participation du milieu local, p. 8**

## 2.2 PARTICIPATION DU MILIEU LOCAL

Le «Milieu local » est la communauté d'Obedjiwan qui est représentée par le Conseil des Atikamekw d'Opitciwan (le « Conseil »), entité avec laquelle le soumissionnaire retenu devra former un partenariat selon les dispositions établies par le Conseil.

Le Milieu local sera donc un partenaire actif dans le fournisseur, propriétaire de la NIPE. Le soumissionnaire retenu devra conclure une entente de partenariat avec le Milieu local avant la signature du Contrat.

### **vii. APPEL de proposition, # [15335343](#), Tasiujaq - Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, P. 5**

#### **ÉNONCÉ DU PROJET**

Hydro-Québec désire évaluer diverses possibilités de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, et ce en vue d'une mise en service en 2021.

L'approche retenue pour assurer le remplacement de la centrale consiste, dans un premier temps, à solliciter l'intérêt de développeurs de projets de centrales de production d'électricité intégrant ou non des énergies renouvelables afin d'identifier et de documenter les meilleurs scénarios envisageables pour répondre aux besoins de la communauté.

Les fournisseurs intéressés doivent proposer, dans le cadre de cet appel d'intérêt, un ou plusieurs concept (s) de centrale de production d'électricité composée d'une ou plusieurs sources de production. Toutes les sources de production sont permises, mais l'intégration d'énergie renouvelable est encouragée. Lors de l'analyse des concepts, le coût du projet demeure toutefois le plus important. Les différents concepts doivent permettre, entre autres, d'effectuer la maintenance sur place des équipements. Ils doivent également respecter toute la réglementation en vigueur, incluant l'obtention des autorisations gouvernementales applicables.

**viii. R-3986-2016, [B-0033](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, DDR 2.21**

2.20 (Réf. ii. et iii) Les deux appels de propositions pour les réseaux de Tasiujaq et d'Obedjiwan n'indiquent pas de cible pour la détermination d'un prix associé à l'énergie et à la puissance exigée. Sur quelle base le Distributeur compte évaluer la teneur des offres de soumissions soumises, dans le contexte où les coûts évités n'ont pas été mis à jour comme le propose l'expert ICF International, selon deux méthodes, dont l'une adaptée aux coûts d'approvisionnement ?

Réponse :

Le Distributeur précise que l'appel de propositions visant le réseau de Tasiujaq n'a pas encore été lancé. Seul un appel d'intérêt a été réalisé.

Les propositions reçues à l'issue des appels de propositions seront comparées aux coûts spécifiques que le Distributeur aurait engagés sans la solution proposée. (Notre souligné)

**ix. R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, Page 5**

Objectives: The purpose of this study is to recommend a methodology for calculating avoided costs in Quebec's NIAs. In Quebec, avoided costs are used to support decision making regarding expenses in DSM programs and in development projects that may alter HQD's capital expenditure requirements. For development projects led and financed by independent developers, avoided costs are used as a maximum threshold in power purchase price negotiation. Examples of such development projects could include renewable energy projects like wind power projects, solar photovoltaic (PV) projects or small hydropower (small hydro) projects, as well as projects involving liquefied natural gas-fired generation or interconnection of a NIA to the integrated-area system. (Nos soulignés)



**x. Article de Michel Scarpino, Journal L'Écho, La Tuque/Haut St-Maurice : [Centrale à la biomasse : Hydro rencontrera Opitciwan](#), 1 février 2018**

ÉNERGIE. Le président d'Hydro-Québec TransÉnergie, Marc Boucher, a confirmé que la société d'état rencontrera le conseil d'Opitciwan le 12 février, dans le but de trouver une solution pour la réalisation d'un projet de centrale à la biomasse forestière.

Mercredi, le Conseil des Atikamekw d'Opitciwan s'était dit déçu qu'aucune soumission n'ait été déposée par les soumissionnaires dans le cadre d'un appel de proposition pour l'approvisionnement en électricité de la communauté.

**Préambule**

(Réf. iii., v., vi. et vii.) Le GRAME constate que pour le réseau d'Obedjiwan, l'appel de propositions intègre un critère de minimisation des émissions de GES, de même qu'un critère d'éligibilité associé à la participation du milieu local, bien qu'aucune indication ne soit précisée pour la détermination du prix associé à l'énergie et à la puissance exigée. La question de la détermination du prix associé à l'énergie et à la puissance pourrait expliquer qu'aucune soumission n'ait été déposée, comme le soulève la réponse du Distributeur à l'effet que son objectif est la réduction du coût global de la production d'un kWh, en tenant compte du maintien de l'installation de production d'électricité existante.

**Demandes**

8.1. (Réf. iii., v., vi. et vii.) Considérant que le Plan directeur de TEQ prévoit la mesure 79.1 pour les centrales thermiques, au coût de 155 M\$ : *Convertir en tout ou en partie la production électrique vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone*, le Distributeur songe-t-il à conserver le seul objectif de réduire ses coûts, tel qu'indiqué en réponse aux questions posées pour l'appel de proposition AP 2016-01 (Réseau autonome d'Obedjiwan), ou à permettre d'autres solutions innovantes, comme par exemple le recours

au stockage de l'énergie ou encore l'apport d'autres sources énergétiques renouvelables (éolien, solaire, biomasse ou autre), dont les coûts pourraient être plus élevés, afin d'assurer la transition des réseaux autonomes ?

8.2. (Réf. i.) Le Distributeur annonce divers investissements en 2019 pour un montant de 10,9 M\$<sup>2</sup>, dont certains visent l'intégration d'énergies renouvelables, et indique poursuivre ses démarches afin de mettre en place des conditions visant la transition énergétique des réseaux autonomes. Veuillez préciser les démarches entreprises à ce jour et les avenues envisagées pour la transition énergétique des RA.

8.3. (Réf. i. et ii) Le GRAME note que le Plan directeur de TEQ prévoit la caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes par le Distributeur, la mise en place de projets de démonstration technologique relative à un projet pilote de stockage d'énergie, ainsi que l'utilisation d'énergie renouvelable pour le chauffage de l'eau et des espaces. Les mesures 77.1, 78.1 et 78.2 sont identifiées comme étant à la charge de HQ : veuillez préciser si le Distributeur a débuté la caractérisation des potentiels solaire et éolien en RA. Si oui, veuillez préciser dans quels réseaux.

8.4. (Réf. i. et iv) En lien avec la planification de la conversion des réseaux autonomes vers des énergies à faible empreinte de carbone, et l'objectif de la mesure 79.1 du Plan directeur de TEQ, le Distributeur a-t-il envisagé d'inclure à même les appels d'offres, l'obligation d'utilisation d'une quantité ferme d'énergie renouvelable faisant appel au potentiel solaire, combinée avec le stockage d'énergie, ou/et combinée avec de l'éolien ?

8.5. (Réf. iii. et iv) Le GRAME note que le Plan directeur de TEQ prévoit la mesure 79.1 pour les centrales thermiques, au coût de 155 M\$ : *Convertir en tout ou en partie par production électrique vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone*. Cette mesure est à la charge du Distributeur. Au dossier R-3986-2016, le Distributeur présentait

---

<sup>2</sup> R-4057-2018, [B-0022](#), HQD-9, doc. 1, section 3.3.3, p. 17

un calendrier de lancement d'appels de propositions pour la conversion des réseaux autonomes, avec des échéances précises selon les réseaux visés.

8.5.1. Veuillez présenter un bilan complet, selon chaque réseau identifié au Tableau 4 (réf. iv), de l'état d'avancement du lancement des appels de propositions.

8.5.2. Veuillez également identifier l'objet, soit le type de conversion prévu.

8.5.3. Dans le cas où le Distributeur n'a pas progressé dans le calendrier de lancement des appels de propositions, veuillez expliquer pourquoi pour chacun des réseaux séparément et détailler les actions qui seront prises pour corriger les problèmes rencontrés pour chacun des réseaux séparément.

8.6 (Réf. ix. et x.) Le GRAME note que le rapport d'ICF International recommande une méthodologie permettant aux coûts évités d'être utilisés pour soutenir la prise de décision pour les dépenses en gestion de la demande, mais également en matière de projets de développement d'énergie renouvelable en agissant comme seuil maximal lors de la négociation des prix d'achat d'électricité. Considérant qu'aucune proposition n'a été déposée pour le réseau d'Obedjiwan suite à l'Appel de propositions [AP-2016-01](#) pour la biomasse, ne serait-il pas utile d'identifier un seuil maximal lors du lancement des appels de propositions ou d'offres, comme cela était le cas pour le marché de l'éolien ?

8.7. (Réf. vii et viii) Pour ce qui est de l'appel de proposition pour le remplacement de la centrale de production d'électricité du réseau Tasiujaq, veuillez préciser si le Distributeur compte toujours utiliser un coût évité spécifique et identifier les éléments qui seront pris en compte pour le déterminer (ex. : entretien, estimation des coûts évités, déversements pétroliers, coûts des parcs à carburant et des équipements de production, coûts du carburant, etc.).