

**HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2018-2019  
(R-4011-2017)**

Par  
Nicole Moreau et Valentina Poch

Préparé pour le GRAME  
C-GRAME-014

GRAME

1

**Plan de présentation**

1. Tarif DP
2. GDP en réseaux autonomes (RA)
3. Mesurage net en RA: Option III
4. Autoproduction vis-à-vis micro-production
5. Transition énergétique Québec et approbation des budgets du PGEÉ dossier R-4011-2017

GRAME

C-GRAME-014

2



## Tarif DP

### Objectifs des modifications proposées au tarif DP

- Améliorer le signal de prix en puissance dès le premier kW.
- Inciter la clientèle à mettre en place des moyens pour gérer leur puissance.

### Clients avantagés par la modification: 58 %

- Caractérisés par un fort FU, qu'importe leur appel de puissance.
- Favorise les clients qui consomment au-delà de 100 000 kWh/an, peu importe leur appel de puissance, ce dernier étant annulé par la hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche.

### Clients désavantagés: 42 %

- Caractérisés par de faibles appels de puissance ou un faible FU ou les deux.
- Désavantage les clients qui consomment moins que 100 000 kWh/an.

## Tarif DP- Préoccupations du GRAME

L'objectif de réduire la puissance appelée ne semble pas atteint pour les clients qui consomment plus de 100 000 kWh/an et pour les clients désavantagés pour qui le tarif DP n'est pas optimal (18 % : B-0047, 31.1) et qui peuvent transférer à un autre tarif.

- Coûts d'investissement – mesures de mitigation : Peuvent être un frein commercial à l'amélioration de la gestion des charges des petits clients :
  - avantage coûts/bénéfices à démontrer.

Puisque 58 % des clients sont avantagés, le calibrage du tarif DP implique une récupération des coûts via la présence des clients désavantagés par le tarif (42 %).

Le transfert de clients vers d'autres tarifs plus optimaux impliquera un déséquilibre du calibrage du tarif DP et la récupération de coûts par l'ensemble de la clientèle, puisque les ajustements tarifaires sont appliqués de manière uniforme par le Distributeur.

## Tarif DP-Conclusions et recommandations

Le GRAME pourrait être favorable à la modification du seuil de la 1<sup>ière</sup> tranche, si :

- Il était possible de suivre l'évolution des coûts du tarif DP durant la période de transition afin de recalibrer, le cas échéant, le tarif DP et ainsi éviter une récupération des coûts de ce tarif via l'ensemble des tarifs.
- Ce faisant, l'ajustement du tarif (1<sup>ière</sup> tranche) permettrait d'inciter les clients qui consomment plus de 100 000 kWh/an à améliorer la gestion de leur charge (puissance).
- Ce qui implique de séparer le tarif DP du regroupement des clients domestiques pour le calcul du coût de service

Dans le cas contraire, le GRAME recommande à la Régie de refuser l'ajustement du seuil de la 1<sup>ière</sup> tranche et la facturation de la puissance dès le premier kilowatt, puisque

- seuil de la 1<sup>ière</sup> tranche : un frein à l'amélioration de la gestion des charges de la clientèle dont la consommation est supérieure à 100 000 kWh par an.
- facturation de la puissance au 1<sup>er</sup> kilowatt : crée un désavantage indu aux clients ayant de faibles FU: transfert de clients et iniquité

## Gestion de la demande en puissance en réseaux autonomes

### CONSTATS :

- Absence d'infrastructure de communications pour la gestion des charges à distance (Nunavik, Basse-Côte-Nord, Haute-Mauricie)
- Les interventions en GDP ciblent des campagnes de sensibilisation pour des mesures comportementales
- Au nord du 53<sup>e</sup> parallèle : forte proportion où les résidents ne paient leur facture

## Gestion de la demande en puissance en réseaux autonomes

### RECOMMANDATIONS :

- En l'absence de programmes en GDP dans les réseaux autonomes, le GRAME recommande la mise en place des mesures d'effacement à la pointe - option de mesurage net - ou la mise en place d'une production parallèle de ressources renouvelables

## Option de mesurage net en RA

Les modifications proposées par le Distributeur sont nécessaires :

- Globalement: Permet une récupération partielle (selon les types de carburant), mais raisonnable, des coûts des installations via la banque de surplus en dollars : cas du solaire photovoltaïque.
- Lance un signal de prix pour l'ouverture d'un nouveau marché

**Scénario I A : 47 ¢/centrales alimentées au diesel arctique**

Type d'alimentation	Quantité kWh	Prix (Cents/kWh)	Total (\$)	100 % HQD
Production du solaire photovoltaïque par kWh 10 % annuelle consommée	1095	33	361,33	
Production du solaire photovoltaïque par kWh 10 % annuelle injecté	1095	47	-514,65	
Tarif D (1)	8760	5,98 (1)	523,85	654,81
80 % annuellement				
Différence			329,53	

(1) R-4011-2017, B-0047, p. 10, TABLEAU 2 : TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2018

(1) R-4011-2017, B-0047, p. 47 : Le prix de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie du tarif DN est fixé au niveau de celui de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie du tarif D.

## Option de mesurage net en RA

### Bémols : Le calibrage de l'option III

- Banque de surplus non remboursable.
- Limite dans les conditions d'admissibilité pour la puissance maximale, alors que 95 % de la clientèle ne paie pas leur facture directement : donc nécessite l'implication des communautés sur une base plus élargie que la limite de production de l'Option III.
- Le coût d'alimentation (tarif) en RA: significativement inférieur aux coûts probables d'autoproduction (cas du solaire photovoltaïque): enjeu commercial (coût/bénéfice)

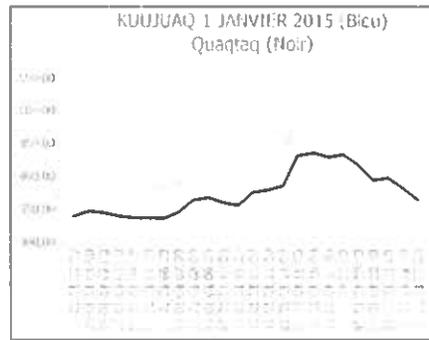
## Autoproduction vis-à-vis micro-production

### Objectifs autoproduction et micro-production

En RA, l'autoproduction devrait avoir des OBJECTIFS semblables à la micro-production, SOIT :

- Mettre en place des moyens pour réduire la consommation de mazout et en réduire les coûts associés.
- Réduire l'ampleur des installations de production thermique, donc agir sur la demande en puissance et en énergie à la pointe (avec technologies de stockage).
- Inciter l'effacement de la demande au même titre que la GDP et l'option interruptible :
  - En RA, permet de réduire l'usage de mazout et donc les coûts de production (en autant que le financement de l'effacement coûte moins cher que les coûts évités).

## Autoproduction – réduction de la pointe des réseaux



## Option III mesurage net en RA

Limite commerciale	Améliorations nécessaires
Coûts (investissements client) vs bénéfices (facture) : frein au développement de l'autoproduction	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modifier la limite production</li> <li>• Engagement du client (Quantité produite)</li> <li>• Remboursement de la banque de surplus: pour assurer la récupération des coûts de production</li> <li>• Permettre l'injection de toute l'autoproduction</li> <li>• Explorer l'inclusion de la technologie de stockage pour relever la limite de production et assurer la fiabilité de la distribution</li> </ul>

### Micro-production

Opportunité concrète	Projet pilote : à compléter
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts vs bénéfices : positif</li> <li>• Virage vers les énergies renouvelables</li> <li>• Résultats concrets à prévoir : réduction coûts de carburant et de GES</li> <li>• Implication des communautés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Déterminer un prix d'achat</li> <li>• Explorer l'inclusion de la technologie de stockage : relever la limite de production et assurer la fiabilité de la distribution</li> </ul>

## Mesurage net : recommandations du GRAME

### Suivi des résultats:

- Le GRAME recommande le suivi détaillé des quantités autoproduites et des impacts sur les besoins en puissance par village, ainsi que des économies de carburant réalisées.
- Nécessaire de connaître, par catégorie de coût évité (47¢, 33¢ et 17¢), le nombre d'auto-producteurs afin d'identifier l'impact commercial de la variabilité des coûts évités reconnus.

### Projet pilote:

- Le GRAME recommande dans son rapport la mise en place d'un projet pilote afin de calibrer un prix d'achat cible incluant le coût du stockage assurant la fiabilité du service.
- Objectif : obtenir des données précises permettant d'assouplir les limites du mesurage net.

### Annonce-Distributeur : Projet pilote de source solaire-photovoltaïque à Quaqtqa.

- Répond à la recommandation du GRAME.

### Suivi des résultats du projet pilote:

- Le GRAME recommande qu'un suivi des résultats du projet pilote soit déposé à la Régie dès que des résultats seront connus: les délais sont courts compte tenu des appels de propositions d'ici 2020.
- Le suivi permettra, soit d'inclure la micro-production pour les fins des Appels d'offres, soit d'ajuster et de mieux calibrer l'option de mesurage net, ou les deux.



C-GRAME-014

13

## **Plan directeur de TEQ: Nouveau cadre d'approbation des programmes et des budgets du PGEE –Préoccupations du GRAME**

Considérant ce qui précède, il apparaît nécessaire que l'année tarifaire 2018-2019 soit une année de transition pour le PGEE de Gaz Métro. En effet, Gaz Métro doit prévoir dans sa demande tarifaire l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et mesures pour la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019, alors que, conformément à la législation en vigueur, l'étude et l'approbation de ces derniers seront réalisées dans le cadre de l'étude du Plan directeur 2018-2023 par la Régie.

Dans l'interim de la décision de la Régie à venir au sujet des programmes et mesures du Plan directeur 2018-2023 sous la responsabilité des distributeurs d'énergie et de l'apport financier nécessaire («*Decision relative au Plan directeur* »), Gaz Métro a élaboré une proposition visant à assurer la continuité de ses programmes et mesures de son PGEE afin d'éviter l'interruption des programmes d'efficacité énergétique advenant que la *Decision relative au Plan directeur* survienne après le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

Référence : Gaz Métro, R-4018-2017, B-0007, page 3



C-GRAME-014

14

## Plan directeur de TEQ: Nouveau cadre d’approbation des programmes et des budgets du PGEE –Préoccupations du GRAME

### 2 MÉCANISMES D’AJUSTEMENTS

Lorsque la Décision relative au Plan directeur sera rendue, Gaz Métro soumettra une communication à la Régie afin de l’informer, le cas échéant, des écarts d’ajustements anticipés entre le dossier tarifaire de Gaz Métro et l’apport financier autorisé pour le Plan directeur.

En ce qui a trait aux écarts réels au niveau des charges d’exploitation du PGEE pour l’exercice 2018-2019, et potentiellement pour l’exercice 2017-2018 de Gaz Métro, qui pourraient être générés pour le Plan directeur, ceux-ci seront comptabilisés dans le compte de frais reportés (« CFR ») hors base portant intérêts et reconduits par la décision D-2017-094. Ces écarts seraient intégrés aux tarifs de distribution dans le dossier tarifaire de la deuxième année subséquente à celle où ils auront été constatés.

Référence : R-4018-2017, B-0007, page 4

## Nouveau cadre d’approbation des programmes et des budgets du PGEE –Préoccupations du GRAME

- Possibilité de chevauchement entre deux modes réglementaires d’approbation des programmes et des budgets.
- Dépôt à la Régie, par Transition énergétique Québec (TEQ), du plan directeur en 2018, incluant les programmes du PGEE du Distributeur qui sont présentement à l’étude au dossier R-4011-2017 pour l’année projetée (1 avril 2018/31 mars 2019).
- Le GRAME recommande l’approbation provisoire des budgets et programmes du PGEE :
  - Permet au Distributeur de poursuivre ses initiatives en EE;
  - Permet à la Régie d’ajuster au besoin des budgets accordés au dossier R-4011-2017 lors du dossier déposé par TEQ.