

HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020 (R-4057-2018)

Par
Nicole Moreau
et
David Moreau Bastien
Préparé pour le GRAME

C-GRAME-0023

Plan de présentation

I. Investissements

- Centrales de production en RA : ÎDLM
- Matériel roulant

II. Stratégie tarifs domestiques

III. Tarification dynamique

- CPC, Crédit pointe critique
- TPC, Tarification pointe critique

I. Investissements

Réfection des cheminées-IDLM

La réfection des cheminées : pérennité de 25 ans.

Le Distributeur précise qu'après le raccordement, la centrale demeurera opérationnelle afin d'assurer la relève notamment lors d'interventions de maintenance ou de bris du câble sous-marin. Le projet de réfection assurera la pérennité des cheminées pour une période minimale de 25 ans.

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 6.1, p. 23

Programme remplacement des groupes à compter de 2023

Les clients des Îles-de-la-Madeleine sont alimentés en électricité par deux centrales thermiques : L'Île-d'Entrée (diesel léger) et Cap-aux-Meules (mazout lourd). La centrale de Cap-aux-meules, construite en 1992, comporte six groupes diesel identiques totalisant 67 MW. Si la rentabilité de l'option de raccordement n'était pas démontrée, le Distributeur devra éventuellement s'engager dans un programme de remplacement des groupes à compter de 2023 afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements.

Référence : R-3864-2013, [B-009](#), p. 7 (extrait déposé en R-4057-2018, C-GRAME-0021)

I. Investissements

Centrales de production en RA-IDLM

Annonce de maintien de la centrale en réserve

Les Îles-de-la-Madeleine, 25 mai 2018

Communiqué de presse



Tweeter

Transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine

Une solution fiable qui réduit les GES de 94 %

La dépendance au pétrole pour la production d'électricité aux Îles-de-la-Madeleine tire à sa fin. Dès 2025, les Îles seront alimentées par l'énergie propre d'Hydro-Québec grâce à un câble sous-marin en provenance de la Gaspésie.

La centrale actuelle sera maintenue en réserve, ce qui permettra d'assurer la fiabilité du service et de soutenir l'engagement d'Hydro-Québec quant au niveau d'emplois sur place.

Référence : R-4057-2018, C-GRAME-11, Annexe 1

I. Investissements

Centrales de production en RA-IDLM

Préoccupations du GRAME

- Le maintien de la centrale en réserve froide sans que la Régie n'approuve le projet globalement au préalable

Recommandations du GRAME

1. Éviter les autorisations d'investissements à la pièce
2. Considérer la réfection des cheminées à titre d'avant projet pour le maintien en réserve froide de la centrale.
3. Considérer la possibilité de la création d'un compte de frais hors base pour les frais de réfection des cheminées dans l'attente du dépôt par le Distributeur d'un projet de réfection visant le maintien de la centrale en réserve froide.

C-GRAME-0023

I. Investissements

Matériel roulant

Recommandations matériel roulant

- Le GRAME recommande au Distributeur d'établir une liste de critères relatifs au développement durable pour l'achat de véhicules et de la soumettre à la Régie pour approbation.
- Le GRAME recommande au Distributeur d'entreprendre une démarche d'efficience, visant à mettre en place une Politique des transports ayant comme objectif la réduction de la consommation de carburant et des émissions de gaz à effet de serre, tout en contribuant à la réduction des coûts de carburants.
- Le GRAME recommande l'approbation de la demande d'investissements en maintien des actifs, s'élevant à 37 M\$ pour 2019 pour le remplacement de véhicules légers

C-GRAME-0023

II. Stratégie tarifs domestiques

Le GRAME tire trois constats de la stratégie de hausse différenciée des tranches d'énergie:

- L'envoi d'un mauvais signal de prix pour la première tranche ;
- La clientèle la plus impactée a une consommation de plus de 60 kWh/jour, favorisant la recherche d'autres solutions (solaire photovoltaïque) ;
- La hausse du prix de la deuxième tranche impacte davantage la clientèle MFR que Propriétaire (TAÉ- Multilogement) et locataires.

C-GRAME-0023

II. Stratégie tarifs domestiques

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 | | |
|----------------------------------|----------------------|---|---|---|
| | | moyenne par jour par client (kWh année) | moyenne par jour par client (kWh hiver) | Consommation 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 |

Référence : R-3933-2015, [B-0071](#), Tableau E-3.1, p. 119

C-GRAME-0023

II. Stratégie tarifs domestiques

Tableau 1.2
Comparaison des tarifs avec l'inflation entre 2005/2018 et 2005/2019

| | Redevances (C/jours) | 30 premiers kWh (C/kWh/jour) | 2 ^{ème} tranche (C/kWh) |
|--|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| Tarif D 2005 | 40,64 | 5,02 | 6,33 |
| Inflation | 23,34% | 23,34% | 23,34% |
| | Redevances (C/jours) | 36 premiers kWh (C/kWh/jour) | 2 ^{ème} tranche (C/kWh) |
| Équivalent 2018 du tarif 2005 (Dollars de 2018) | 50,13 | 6,191668 | 7,807422 |
| Tarif D 2018 | 40,64 | 5,91 | 9,12 |
| Différence tarifaire (%) | -23,34% | -4,77% | 14,39% |
| | Redevances (C/jours) | 40 premiers kWh (C/kWh/jour) | 2 ^{ème} tranche (C/kWh) |
| Inflation prévue 2019 | 1,2% | 1,2% | 1,2% |
| Équivalent 2019 du tarif 2005 (Dollars de 2019) | 50,73 | 6,27 | 7,90 |
| Nouveaux Tarifs 2019 | 40,64 | 6,07 | 9,38 |
| Différence tarifaire (%) | -24,82% | -3,23% | 15,77% |

II. Stratégie tarifs domestiques

| | | | | 40 | 50 | 60 | 100 |
|---|----------------------|----------------------------------|----------------------------|---|---|---|--|
| | Redevances (¢/jours) | 30 premiers kWh par jour (¢/kWh) | Reste de l'énergie (¢/kWh) | Coût mensuel estimé pour 40 kWh/jour (\$) | Coût mensuel estimé pour 50 kWh/jour (\$) | Coût mensuel estimé pour 60 kWh/jour (\$) | Coût mensuel estimé pour 100 kWh/jour (\$) |
| Tarif D 2005 | 40,64 | 5,02 | 6,33 | 76,362 | 95,352 | 114,342 | 190,302 |
| Inflation* | 23,34% | 23,34% | 23,34% | 23,34% | 23,34% | 23,34% | 23,34% |
| Équivalent 2018 du tarif 2005 | 50,13 | 6,191668 | 7,807422 | 94,18 | 117,61 | 141,03 | 234,72 |
| | | | | | | | |
| Tarif D 2018 | 40,64 | 5,91 | 9,12 | 86,964 | 114,324 | 141,684 | 251,124 |
| Différence tarifaire 2005-2018 | -9,49 | -0,28 | 1,31 | -7,22 | -3,28 | 0,65 | 16,41 |
| Différence tarifaire (%) | -23,34% | -4,77% | 14,39% | -8,30% | -2,87% | 0,46% | 6,53% |
| | Redevances (¢/jours) | 40 premiers kWh par jour (¢/kWh) | Reste de l'énergie (¢/kWh) | Coût mensuel estimé pour 40 kWh/jour (\$) | Coût mensuel estimé pour 50 kWh/jour (\$) | Coût mensuel estimé pour 60 kWh/jour (\$) | Coût mensuel estimé pour 100 kWh/jour (\$) |
| Inflation prévue 2019 ** | 1,2% | 1,2% | 1,2% | 1,2% | 1,2% | 1,2% | 1,2% |
| Équivalent 2019 du tarif 2005 | 50,73 | 6,27 | 7,90 | 95,32 | 119,02 | 142,72 | 237,54 |
| Nouveaux Tarifs proposés par Hydro-Québec pour 2019 | 40,64 | 6,07 | 9,38 | 85,03 | 113,17 | 141,31 | 253,87 |
| Différence réelle 2005 et 2019 | -10,09 | -0,20 | 1,48 | -10,28 | -5,85 | -1,41 | 16,34 |
| Différence tarifaire réelle (%) | -24,82% | -3,23% | 15,77% | -12,09% | -5,17% | -1,00% | 6,44% |
| | | | | | | | |
| Équivalent 2019 du tarif 2018 | | | | 88,01 | 115,70 | 143,38 | 254,14 |
| Différence réelle 2018 et 2019 | | | | -2,98 | -2,52 | -2,07 | -0,27 |
| Différence tarifaire 2018 et 2019 | | | | -3,38% | -2,18% | -1,45% | -0,10% |

II. Stratégie tarifs domestiques

Recommandations du GRAME

Considérant que le prochain appel d'offre en puissance est prévu pour 2024, assurant la stabilité des coûts d'approvisionnement en puissance jusqu'à cette date;

Considérant qu'une hausse de la deuxième tranche impacte davantage les MFR que les locataires et les TAÉ (multilogement);

1. le GRAME recommande que la stratégie tarifaire pour le tarif domestique prévoit des hausses uniformes pour les deux tranches d'énergie d'ici 2024 ;

II. Stratégie tarifs domestiques

Recommandations du GRAME (suite)

Considérant le besoin d'un redressement de la première tranche et de transmettre un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique;

- 2. Procéder à l'étude d'une solution autre que d'ajuster les tarifs domestiques pour respecter la capacité de payer des MFR**

À PROPOS DU PROGRAMME ONTARIEN D'AIDE RELATIVE AUX FRAIS D'ÉLECTRICITÉ (POAFE)

En quoi consiste le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité ? Le POAFE est un programme de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) qui réduit les factures d'électricité des ménages à plus faible revenu. Le POAFE fournit un crédit mensuel aux clients admissibles en fonction du revenu et de la taille du ménage. Les crédits du POAFE sont appliqués directement sur les factures des clients admissibles.

En vigueur le 1^{er} mai 2017: [Commission de l'énergie de l'Ontario, \(C-GRAME-0022\)](#)

III. Tarification dynamique

CPC: Option de crédit en pointe critique tarif domestique

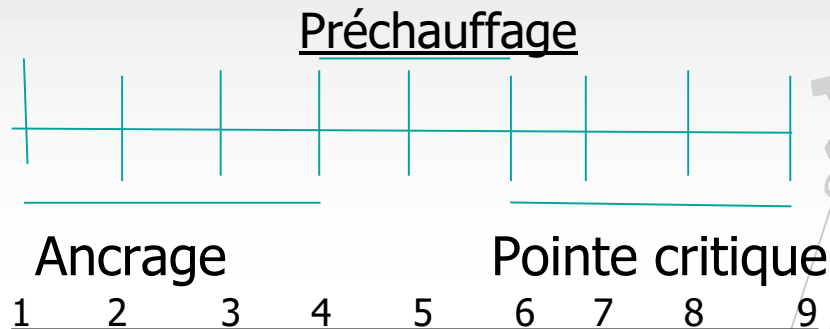
Préoccupations du GRAME

1. L'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée pourrait être insuffisante pour obtenir des résultats probant de réduction de la pointe;
2. Considérant que les deux options CPC et TPC visent la même période d'effacement, l'argument de limiter le crédit de l'option CPC pour éviter de cannibaliser l'option TPC n'est pas convaincant ;
3. Considérant que l'accompagnement de la clientèle via le simulateur ne considère que les données historiques, excluant la possibilité de mesurer l'impact de l'abaissement de la température de consigne en période hors pointe (nuit/après-midi et ancrage), les clients pourraient ne pas bien comprendre l'impact de ces comportements sur leurs crédits.

III. Tarification dynamique

CPC: *Option de crédit en pointe critique tarif domestique*

Impact de l'abaissement de la T de consigne



Abaissement de la T de consigne en période d'ancrage ou/et 2hres avant la pointe critique :

- Impossibilité pour le client de réduire davantage sa T de consigne lors de l'événement de pointe critique, donc impact à la baisse sur le crédit en pointe critique

III. Tarification dynamique

CPC: *Option de crédit en pointe critique tarif domestique*

Recommandations d'outils de communication à la clientèle

Considérant que le simulateur ne permet pas de procéder à des modifications aux comportements historiques des clients :

Le GRAME recommande que le Distributeur mette l'accent sur :

- **L'importance du préchauffage des locaux avant l'événement de pointe critique ;**
- **L'importance de ne pas abaisser la température de consigne durant la période précédant l'événement de pointe critique, soit en période d'ancrage.**

III. Tarification dynamique

TPC : Clientèle résidentielle et petite puissance

Analyse et préoccupations du GRAME

Le prix à la pointe n'est pas la seule composante du tarif TPC, il faudrait donc pouvoir calculer le rabais du client hors pointe et le coût payé en pointe critique, selon des scénarios spécifiques d'effacement pour être en mesure de :

1. Comparer les options CPC et TPC ;
2. Évaluer l'impact sur les tarifs de l'ensemble de la clientèle, donc l'impact des opportunistes compte tenu de la clientèle intéressée par la TPC: horaire de travail atypique ;
3. Confirmer le potentiel d'écrêtage de la pointe critique de la TPC, considérant la présence d'opportunistes.

III. Tarification dynamique

TPC Clientèle résidentielle et petite puissance

Conclusions du GRAME

Le GRAME n'est pas convaincu que la structure de l'option TPC suffise à décourager les opportunistes. Il est d'avis qu'il serait opportun que le Distributeur démontre, par différents scénarios présentés en séance de travail, comment la structure tarifaire proposée limite des gains d'économies des opportunistes.

III. Tarification dynamique

TPC Clientèle résidentielle et petite puissance

Recommandations du GRAME

- 1. Reporter la décision pour le TPC en phase 2 ;**
- 2. Demander au Distributeur de soumettre à la Régie, en suivi du présent dossier et en séance de travail, des scénarios identifiant, en fonction des segments de clientèle, le potentiel d'effacement, de même que l'impact des opportunistes sur le potentiel réel d'écrêtement de la TPC ;**
- 3. Approuver dès maintenant les budgets pour développer les systèmes informatiques.**