

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande relative à l'établissement
des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire
2018-2019

DOSSIER R-4011-2017

PREUVE DU GRAME-I

Mesurage Net - Option III

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 13 novembre 2017

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité.

Table des matières

Mandat.....	2
I. Révision des dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseaux autonomes...4	
1.1 Calibrage de l'autoproduction – contexte des réseaux autonomes.....4	
1.1.1 Autoproduction et approvisionnement -Courbes.....9	
1.1.2 Objectifs 12	
1.1.3 L'offre d'option de mesurage net en RA / Coûts évités en RA..... 14	
II. L'Option III : Selon les modifications proposées au texte des tarifs d'électricité ... 16	
2.1 L'article 7.15 Conditions d'admissibilité..... 16	
2.2 L'article 7.18 Facture du client 17	
2.3 L'article 7.19 des Tarifs et conditions : Restrictions relatives à la banque de surplus..... 18	
Iv. Conclusions et recommandations..... 18	

ANNEXES

ANNEXE 1 : R-3986-2015, C-GRAME-0009, Section 1.1.3

ANNEXE 2 : R-3864-2013, C-GRAME-0012, Tableaux I et II, pages 48 et 49

ANNEXE 3 : Scénario I : Centrales alimentées au diesel arctique

ANNEXE 4 : Scénario II : Centrales alimentées au mazout lourd

ANNEXE 5 : Scénario III : Centrales alimentées au diesel léger

ANNEXE 6 : Calculs du GRAME pour les fins de ses travaux au dossier R-3864-2013 pour son rapport C-GRAME-0012

I. RÉVISION DES DISPOSITIONS RELATIVES À L'OPTION DE MESURAGE NET EN RÉSEAUX AUTONOMES

1.1 CALIBRAGE DE L'AUTOPRODUCTION – CONTEXTE DES RÉSEAUX AUTONOMES

Concernant la proposition du Distributeur pour les réseaux autonomes, le GRAME constate que l'option de mesurage net n'appuie pas de manière directe la mise en place d'une production énergétique renouvelable en parallèle à celle du Distributeur, bien que l'initiative du Distributeur de modifier l'option de mesurage net pour l'autoproduction dans ces réseaux a été ajustée pour tenir compte du coût évité en énergie.

À cet égard, le GRAME rappelle, ci-dessous, ses conclusions aux dossiers R-3864-2013¹ et R-3986-2016, où il démontrait les avantages d'introduire une tarification ciblée impliquant la possibilité pour la clientèle de revendre la totalité de l'énergie solaire photovoltaïque au Distributeur, contrairement à la proposition actuelle visant plutôt l'effacement de la demande en RA.

Au dossier R-3864-2013², le GRAME avait produit une analyse détaillée du potentiel énergétique de production de type solaire photovoltaïque et proposé au dossier R-3986-2016³ de déterminer un tarif à l'achat au kWh, indépendant de l'énergie consommée, pour la production d'énergie de type solaire photovoltaïque.

Le GRAME soulignait que compte tenu de la présence d'un tarif avantageux de première tranche, il serait plus prometteur de mettre en place des opportunités d'affaires pour les communautés, via une offre tarifaire pour l'énergie solaire produite. Cette manière de procéder nécessiterait deux compteurs séparés, l'un pour la consommation et l'autre pour la quantité d'énergie produite, auxquels deux tarifs différenciés s'appliqueraient.

Le GRAME invite la Régie à consulter les sections des rapports déposés aux dossiers R-3864-2013 (C-GRAME-0012, section 1.3) et R-3986-2016 (C-GRAME-009, Section 1.1.3), ainsi que les grandes lignes de ses conclusions portant notamment sur le potentiel d'économies financières⁴ du solaire photovoltaïque (Annexe 1) en RA préparé avec les

¹ R-3864-2013-C-GRAME-0012, section 1.3

² R-3864-2013, C-GRAME-0012, p. 8 : « Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'opportunité de réviser l'option de mesurage net pour l'adapter aux cas des réseaux autonomes.... »

³ R-3986-2015, C-GRAME-009, Section 1.1.3

⁴ R-3964-2013, GRAME-012 : voir section 1.3, pages 15 à 26

informations disponibles via Ressources Naturelles Canada⁵, auxquelles on a ajouté les calculs ayant servi à établir ces données (Annexe 6).

Concernant le potentiel de réduction du nombre de litres de diesel et la réduction annuelle des émissions de CO₂ sur la durée de vie des équipements, le GRAME a présenté au dossier R-3864-2013⁶ un scénario de production énergétique correspondant à 10 % de la demande, ainsi qu'un calcul des économies potentielles, dans le cas où le Distributeur administrerait lui-même l'opération de ces approvisionnements, donc sans intermédiaire. (Voir Annexe 2, Tableaux I et II). Nous reviendrons sur la problématique que peut soulever le maximum établi à 5 % pour l'autoproduction⁷, puisque cette dernière devrait être appuyée par un mécanisme d'équilibrage, comme c'est le cas pour la production éolienne sur le réseau du Distributeur.

Finalement, dans le cas où la production d'énergie solaire photovoltaïque était administrée directement par la clientèle, le GRAME avait préparé également un tarif cible pour le contracteur externe, en tenant compte de la quantité d'énergie produite annuellement et notamment des coûts d'installation.

Puisque d'une part, les prix à la consommation pour le diesel varient et que les coûts pour le solaire photovoltaïque sont en évolution constante, l'exercice soumis par le GRAME vise à répondre à des interrogations préliminaires et non à déterminer une cible tarifaire précise. Les objectifs sous-jacents à cet exercice sont les suivants :

- Vérifier dans quelle mesure l'Option III de mesurage net offre une opportunité pour l'autoproduction en réseaux autonomes, en fonction du coût évité ciblé par le Distributeur;
- Estimer un prix tarifaire pour l'achat d'énergie photovoltaïque ;
- Évaluer les opportunités en termes de réduction des coûts relatifs à la consommation de diesel et de la réduction des GES ;
- Analyser l'opportunité de mettre en place un projet pilote pour cibler un tarif à l'achat.

Au dossier R-3864-2013 (Voir annexe 6), le GRAME avait déterminé un tarif cible moyen (réseaux au Nord du 53^{ième} parallèle) se situant autour de 33 cents le kWh, soit en-dessous du coût évité moyen offert pour l'option de mesurage net. En ce sens, l'offre du Distributeur pourrait être suffisamment intéressante, puisque supérieure aux coûts de production du solaire photovoltaïque, pour voir émerger une production axée sur une ressource énergétique renouvelable.

⁵ RESSOURCES NATURELLES CANADA, CARTES DE LA RESSOURCE PHOTOVOLTAÏQUE ET SOLAIRE DU CANADA, SITE WEB : <HTTPS://WWW.RNCAN.GC.CA/18367>

⁶ R-3864-2013, C-GRAME-0012, pages 48 et 49

⁷ R-4011-2017, B-0093, Réponses à la demande de renseignements no 1 du ROÉÉ, RDDR no 3.2.

Extrait Annexe 6

	Coût évité par kWh, données H-Q (cents)	Qté annuelle énergie produite par une installation PV de 1KWp* (kWh)	Valeur annuelle des coûts évités pour HQ par kWp de PV installé (\$)	Valeur actuelle des économies pour la durée de vie de l'installation par KWp installé	Valeur actuelle des économies pour la durée de vie de l'installation par Wp installé	V.A.N des économies totales par Wp installé (\$/Wp)	Tarif cible pour contracteur externe, VAN = 0, (cents/kWh)
Moyenne	43	1056	518	7324	7	2	33

Le Distributeur nous indique que l'application des dispositions relatives à l'option de mesurage net fera en sorte que le coût de production d'énergie solaire pour la clientèle sera plus élevé que le prix de la première tranche d'énergie, puisque *le coût de production de l'énergie solaire photovoltaïque est supérieur au prix de la 1^{re} tranche d'énergie des tarifs D ou DN, nonobstant les dispositions tarifaires de l'option de mesurage net.*

2.6 (Réf. i.) Pour l'option III en réseaux autonomes, veuillez préciser si l'application des dispositions relatives à l'option de mesurage net pourrait faire en sorte que le coût de production d'énergie solaire pour la clientèle soit plus élevé que le prix de la première tranche d'énergie, et cela particulièrement dans les réseaux au nord du 53^{eme} parallèle compte tenu des frais ajoutés d'installation et de transport des équipements ?

Réponse : Le coût de production des autoproducteurs ne dépend pas des dispositions tarifaires de l'option de mesurage net, celles-ci étant conçues pour soutenir les autoproducteurs et assurer leur approvisionnement lorsque leur source de production ne répond pas à leurs besoins de consommation.

Tant en réseau intégré qu'en réseaux autonomes, le coût de production de l'énergie solaire photovoltaïque est supérieur au prix de la 1^{re} tranche d'énergie des tarifs D ou DN, nonobstant les dispositions tarifaires de l'option de mesurage net. (Notre souligné)

Voir également la réponse à la question 53.1 de la demande de renseignements no 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.6, p. 13

Comparons maintenant le coût de production du solaire photovoltaïque par kWh avec le tarif D pour la première tranche pour la clientèle en RA pour une consommation maximale de 30kWh par jour pour la période de 60 jours. On constate qu'à consommation égale, le coût pour la clientèle est nettement supérieur pour l'autoproduction selon les données utilisées par le GRAME pour déterminer un coût par kWh.

Type d'alimentation	Quantité kWh	Prix (Cents/kWh)	Total (\$)
Production du solaire photovoltaïque par kWh	1800	33	594
Tarif D⁸	1800	5,98 ⁹	107,64
Différence pour 60 jours			<u>486,36\$</u>

Reste à déterminer comment l'Option III permettrait au client de réduire ses coûts d'alimentation électrique (facture et autoproduction) par le biais de l'énergie injectée dans le réseau du Distributeur.

Il semble que dans le meilleur des cas, le client ne paierait pas l'électricité qu'il consomme sur le réseau de distribution par le biais du mécanisme de calcul des surplus (injection), auquel s'ajoutera, outre sa redevance, une facture minimale pour permettre la récupération des coûts fixes de l'abonnement, puisque le Distributeur ne rembourse pas les clients advenant qu'il y ait des surplus accumulés au terme de 24 mois¹⁰.

2.11 (Réf. iii.) Dans le cas des réseaux autonomes, la banque de surplus en dollars pourrait être supérieure aux besoins applicables au tarif, donc à la redevance de distribution. Compte tenu des coûts d'installation (transport des équipements et main d'oeuvre) et d'entretien, le Distributeur compte-t-il rembourser ces clients advenant des surplus ? Si oui, à partir de quel montant de surplus ?

Réponse : Comme précisé à l'article 7.19 des Tarifs relatif aux restrictions relatives à la banque de surplus, le Distributeur ne rembourse pas les clients advenant qu'il y ait des surplus accumulés au terme de 24 mois.

Voir également la réponse à la question 22.8 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15, document 3

Par ailleurs, l'application d'une redevance d'abonnement ou d'un montant mensuel minimal de la facture au tarif de base permet de récupérer un minimum de coûts fixes lorsque le client ne consomme pas ou très peu.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.11, p. 16

Nous avons préparé quelques scénarios, présentés aux Annexes 3-4-5, en prenant en compte les montants accordés pour la banque de surplus en dollars, telle que stipulée par le Distributeur pour l'Option III.

⁸ R-4011-2017, B-0047, p. 10, TABLEAU 2 : TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2018

⁹ R-4011-2017, B-0047, p. 47 : Le prix de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif DN est fixé au niveau de celui de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif D.

¹⁰ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.11, p. 16

En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le coût évité du combustible, soit 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd, 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique.

Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique. La facture du client ne pourrait toutefois être inférieure au montant minimal applicable à son tarif, comme c'est le cas pour l'option actuelle.

Référence : R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

Les scénarios sont présentés sous réserve des besoins réels du client, puisque nous n'avons pas corrélé les besoins du client selon les saisons, en fonction de l'énergie produite en mode autoproduction. Pour le cas des réseaux alimentés par du diesel arctique au coût évité de 47 ¢/kWh, selon le Scénario I (Annexe 3), plus la quantité d'énergie produite par le client est grande (fonction de la capacité de ses installations photovoltaïques), plus l'effacement de sa demande l'est également et plus ses coûts différentiels par rapport au tarif de base le sont également, sauf si ce client injecte autant ou plus dans le réseau du Distributeur que l'énergie qu'il consomme à partir de sa production solaire.

Pour le cas des réseaux alimentés au mazout lourd au coût évité de 17 ¢/kWh¹¹, Scénario I (Annexe 4), la problématique est semblable, mais la quantité injectée dans le réseau du Distributeur doit être supérieure pour ne pas trop désavantager le client. Plus le client consomme l'énergie qu'il produit, plus il est désavantagé financièrement.

Le cas des réseaux alimentés diesel léger au coût évité de 33 ¢/kWh¹², Scénario III (Annexe 5), se retrouve à la jonction entre les deux autres scénarios puisque la quantité injectée dans le réseau du Distributeur peut être égale ou encore supérieure pour avantager le client. Plus le client consomme l'énergie qu'il produit, plus il est désavantagé financièrement, à moins qu'il injecte autant d'énergie qu'il en consomme (Annexe 5).

En résumé, pour le cas des réseaux alimentés par :

- du diesel arctique au coût évité de 47 ¢/kWh : le client est désavantagé sauf si la quantité injectée est égale ou supérieure à sa consommation en autoproduction ;
- du mazout lourd au coût évité de 17 ¢/kWh : le client est désavantagé sauf si la quantité injectée est supérieure à sa consommation en autoproduction ;
- du diesel léger au coût évité de 33 ¢/kWh : le client est désavantagé sauf si la quantité injectée est égale ou supérieure à sa consommation en autoproduction.

¹¹ R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

¹² R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

Ainsi, bien que le Distributeur nous indique que l'option de mesurage net est avant tout destinée à rencontrer leurs propres besoins de consommation¹³ et nous indiquait que *Tant en réseau intégré qu'en réseaux autonomes, le coût de production de l'énergie solaire photovoltaïque est supérieur au prix de la 1^{re} tranche d'énergie des tarifs D ou DN, nonobstant les dispositions tarifaires de l'option de mesurage net*¹⁴, l'Option III pourrait s'avérer intéressante pour une démarche de court terme afin de favoriser l'autoproduction en réseaux autonomes :

2.3. (Réf. i.) Veuillez préciser si l'énergie produite par le client est facturée au tarif régulier ?

Réponse : L'électricité produite par les clients autoproducteurs ne leur est pas facturée. L'électricité qu'ils produisent est avant tout destinée à rencontrer leurs propres besoins de consommation. Le cas échéant, l'excédent entre la production et la consommation des clients est injecté sur le réseau du Distributeur et, comme indiqué à la référence (i), est mis en banque afin de servir éventuellement à réduire leur facture.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.3, p. 12

Finale­ment, concernant la planification de conversion des RA vers les énergies renouvelables, le GRAME soumet que l'ensemble des RA n'auront pas accès à de tels ressources (biomasse ou énergie éolienne) à la hauteur des besoins identifiés dans le plan d'approvisionnement du Distributeur, il serait donc opportun d'offrir une variante de l'option de mesurage net afin de favoriser la production énergétique de type renouvelable dans ces réseaux pour favoriser la conversion de ces derniers et réduire les coûts d'alimentation en diesel.

1.1.1 Autoproduction et approvisionnement -Courbes

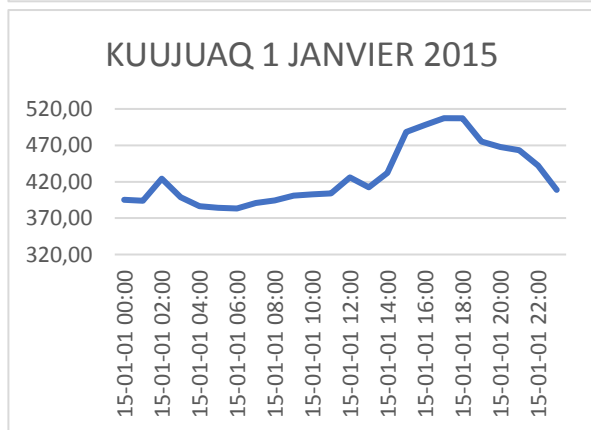
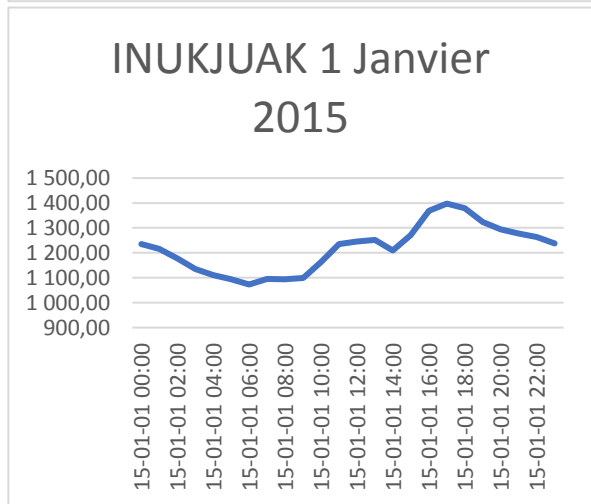
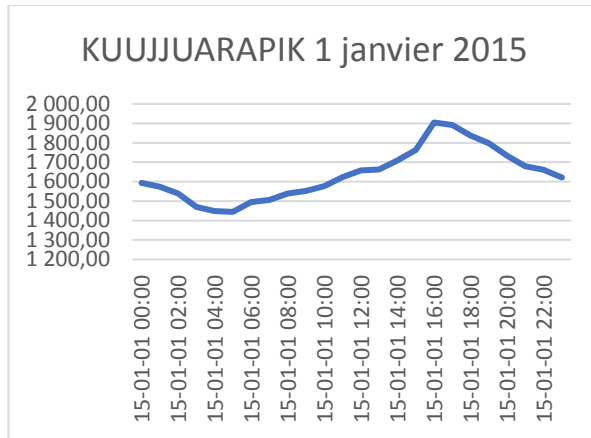
L'un des avantages de l'autoproduction demeure l'effacement à la pointe du réseau pour réduire les besoins d'ajouts d'équipements de production thermique. Nous constatons avec les courbes de demande en puissance fournies par le Distributeur¹⁵, que les besoins en puissance varient considérablement.

Pour les fins d'illustration, nous avons converti en courbes les données pour trois villages au Nord du 53^{ième} parallèle pour la journée du 1^{er} janvier 2015, soit les villages de Kuujjuarapik, d'Inukjuak et de Kuujuaq. On constate que les courbes démontrent des besoins additionnels principalement entre 14h00 et 20h00 :

¹³ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.5.2, p. 12

¹⁴ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.6, p. 13

¹⁵ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDDR 2.1, p. 11



Nous avons également calculé pour trois journées (hiver) de 2015, la moyenne des pointes maximale et minimale pour la période entre 14h00 et 20h00, selon le début de la pointe d'après-midi. On constate une différence significative entre les pointes minimales et maximales entre ces heures.

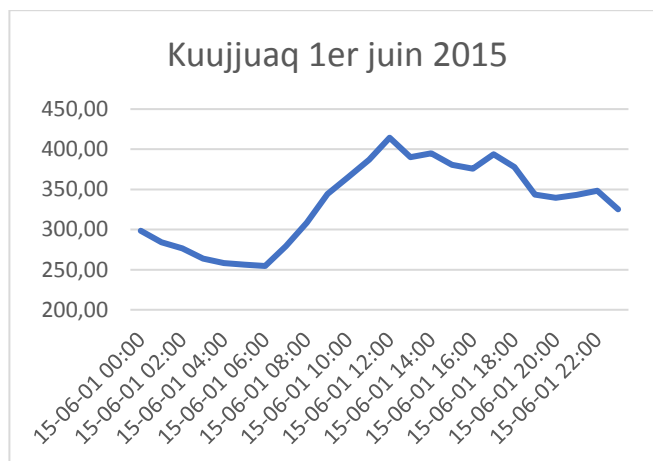
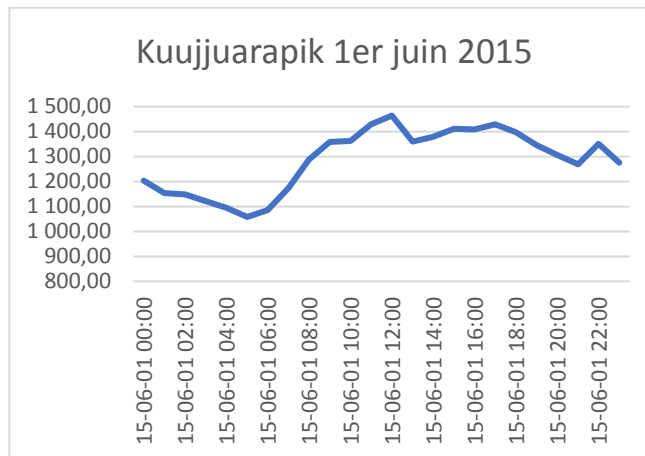
	Pointe max	Pointe min 15h00/19h00	Différence
KUUJJUARAPIK ¹	1803 KW	1658 KW	144 KW
INUKJUAQ ²	1453 KW	1264 KW	189 KW
KUUJJUAQ ³	495 KW	433 KW	62 KW

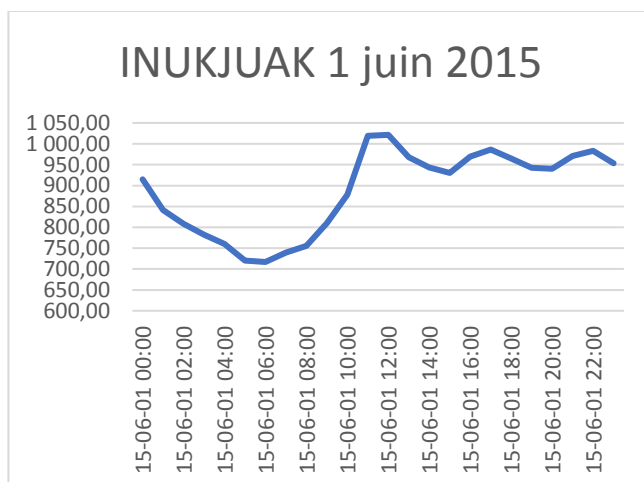
1 : Données moyennes (01/01/2015, 01/02/2015, 01/03/2015) pointe max et min (15h00/19h00)

2 : Données moyennes (01/01/2015, 01/02/2015, 01/03/2015) pointe max et min (14h00/20h00)

3 : Données moyennes (01/01/2015, 01/02/2015, 01/03/2015) pointe max et min (14h00/19h00)

De plus, nous avons également converti en courbes les données pour trois villages au Nord du 53^{ième} parallèle pour la journée du 1^{ier} juin 2015, soit les villages de Kuujjuarapik, de Kuujuaq et d'Inukjuak. On constate que les courbes démontrent des besoins additionnels principalement entre 10h00 et 19h00 et que la pointe débute plus tôt dans la journée, de manière plus corrélée avec la présence d'ensoleillement, bien que la consommation se poursuive, dans une moindre mesure, en soirée.





Nous avons également calculé pour trois journées (été) de 2015, la moyenne des pointes maximales et minimales selon les périodes où la pointe est plus marquée pour ces trois réseaux. On constate que les différences entre les pointes minimales et maximales se maintiennent dans la période d'été, permettant de conclure qu'il serait avantageux pour le Distributeur d'aller de l'avant avec de la production solaire photovoltaïque ou encore d'aménager l'Option III de mesurage net tel que proposé par le GRAME.

	Pointe max	Pointe min 15h00/1900	Différence
KUUJJUARAPIK ¹	1459 KW	1228 KW	231 KW
INUKJUAK ²	968 KW	1092 KW ¹⁶	124 KW
KUUJUAQ ³	384 KW	317 KW	67 KW

1 : Données moyennes (01/06/2015, 01/07/2015, 01/08/2015) pointe max et min (9h00/18h00)

2 : Données moyennes (01/06/2015, 01/07/2015, 01/08/2015) pointe max et min (10h00/18h00)

3 : Données moyennes (01/06/2015, 01/07/2015, 01/08/2015) pointe max et min (16h00/19h00)

1.1.2 Objectifs

L'objectif de cette démonstration est de cibler la problématique de la demande à la pointe en puissance. Nous le verrons dans la section portant sur la GDP en RA, aucune solution technique n'est envisagée par le Distributeur, compte tenu de l'absence de la technologie des compteurs avancés.

Le GRAME est d'avis, compte tenu de l'absence de solution pour la GDP, que la production décentralisée, ou l'aménagement de l'Option III de mesurage net pour le cas notamment du solaire photovoltaïque, peut être une avenue à ne pas négliger, en autant

¹⁶ Nous avons retiré une donnée minimale située durant la pointe de la consommation, probablement dû à une panne partielle du réseau, afin d'éviter d'améliorer la différence entre la pointe minimale et maximale.

qu'elle est accompagnée par une technologie de stockage de l'énergie produite, permettant d'être utilisée lorsque la demande est plus grande.

Concernant l'Option III de mesurage net en RA, bien que la production énergétique de source photovoltaïque ne soit pas corrélée avec les besoins de la pointe en fin de journée pour les besoins de la saison hivernale, nécessitant des équipements de stockage, elle l'est davantage durant la période d'été et permettrait de faire en sorte que l'énergie ainsi produite et injectée dans le réseau du Distributeur réduise les besoins de production des centrales de ces réseaux à la pointe de la demande. En ce sens, elle permettrait de gérer les besoins en puissance, dans les réseaux où aucun autre moyen en GDP ne peut être mis en place.

Il est cependant nécessaire de réévaluer le calibrage de l'Option III pour tenir compte à la fois de la rentabilité relative à la réduction de la pointe et des coûts d'équilibrage additionnels relatifs au stockage de l'énergie solaire photovoltaïque, donc de tenir compte notamment des coûts fixes comme le soumet la Régie à la piste de solution 17 dans son Avis.¹⁷

Piste de solution 17. Envisager une consultation publique sur l'autoproduction afin de revoir les paramètres de l'option de mesurage net et de prendre en compte l'impact net sur l'ensemble des coûts, notamment les coûts fixes du réseau, en respectant le principe de la vérité des coûts.

Référence : R-3972-2016, A-0038, page 23

Le Distributeur indique également l'importance de tenir compte de la valeur du service de stockage et d'équilibrage, bien que dans les réseaux autonomes ce service n'est pas, à ce jour, mis en place pour la production d'électricité distribuée pour le cas de l'énergie solaire, contrairement au réseau intégré.

Dans le contexte de l'essor de la production d'électricité distribuée, principalement à partir de l'énergie solaire, le Distributeur propose de revoir le traitement économique des injections sur le réseau, prévu à l'option de mesurage net, de façon à accorder une juste valeur au service de stockage et d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la clientèle. Cette proposition rejoint la piste de solution 17 de la Régie formulée dans son Avis.

Envisager une consultation publique sur l'autoproduction afin de revoir les paramètres de l'option de mesurage net et de prendre en compte l'impact net sur l'ensemble des coûts, notamment les coûts fixes du réseau, en respectant le principe de la vérité des coûts.

Référence : R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

Finalement, le Distributeur n'a pas quantifié l'impact de l'ajustement de l'option de mesurage net pour les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, en indiquant qu'elle réduit la demande en carburant. Pour ce qui est de l'impact sur la demande en puissance,

¹⁷ R-3972-2016, A-0038, page 23

le Distributeur n'est pas en mesure de l'évaluer et indique que sa prévision s'ajustera selon les adhésions à l'Option III et selon la source d'énergie renouvelable.

2.8 (Réf. ii.) Compte tenu des démarches entamées par le Distributeur pour la conversion des réseaux au nord du 53^{ème} parallèle vers les énergies renouvelables, le Distributeur a-t-il évalué des scénarios de réduction de la demande dans ces réseaux suite à l'ajustement de l'option de mesurage net pour ces réseaux, afin d'en tenir compte dans l'évaluation de ses besoins en approvisionnement ?

Réponse : Bien que le Distributeur n'ait pas quantifié l'impact de l'ajustement de l'option de mesurage net en réseaux autonomes situés au nord du 53^e parallèle, cette option pourrait réduire la demande en carburant pour l'alimentation des centrales.

Pour ce qui est de l'impact en puissance, le Distributeur n'est présentement pas en mesure de l'évaluer, puisque celui-ci variera en fonction de la source d'énergie renouvelable. La prévision de la demande s'ajustera, au fur et à mesure, selon les adhésions au mesurage net observées et anticipées.

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.8, p. 14

1.1.3 L'offre d'option de mesurage net en RA / Coûts évités en RA

Les coûts évités en énergie dans les réseaux autonomes au nord du 53^{ième} parallèle varient de 48,34 ¢/kWh à 56,55 ¢/kWh, alors que l'offre du Distributeur se situe au maximum à 47 ¢/kWh. Le GRAME souligne qu'il n'y a pas de service d'équilibrage dans ces réseaux, bien que des pertes puissent être prises en compte. Le Distributeur semble avoir pris le coût évité le plus bas pour ces réseaux. En réponse aux demandes du GRAME, le Distributeur nous indique comment il a calculé l'offre de l'Option III, soit selon la moyenne des coûts par carburant¹⁸.

Concernant la liste des réseaux autonomes qui se verront offrir l'Option III de mesurage net, le GRAME demandait de préciser lesquels seront associés aux coûts évités pour les centrales fonctionnant au mazout lourd, au diesel léger et au diesel arctique.

Le Distributeur propose une correction au libellé de la Banque de surplus pour le cas des réseaux de Schefferville et Lac-Robertson, qui sont alimentés par une centrale hydraulique, pour refléter la décision D-2017-105, laquelle en reporte l'étude pour le cas du réseau intégré, à un dossier portant spécifiquement sur les modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré¹⁹.

¹⁸ R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.7.1, no 2.7.2 et no 2.7.3

¹⁹ D-2017-105, par. 16

2.10 (Réf. iii.) Veuillez produire la liste des réseaux autonomes selon qu'ils s'alimentent à partir de :

Réponse :

Outre les centrales qui fonctionnent au mazout lourd, au diesel léger et au diesel arctique, deux réseaux autonomes, soit Schefferville et Lac-Robertson, sont alimentés par une centrale hydraulique.

Comme la valeur de l'électricité injectée dans les réseaux autonomes alimentés par une centrale hydraulique correspond à celle en réseau intégré, les modalités étaient initialement prévues à la nouvelle option de mesurage net en réseau intégré (Option II). Puisque la proposition du Distributeur portant sur cette Option II fera l'objet d'un prochain dossier à la demande de la Régie selon la décision D-2017-105, le Distributeur propose d'amender l'article 7.17 de l'Option III pour refléter cette réalité.

Le Distributeur propose le libellé suivant :

7.17 Banque de surplus

Pour chaque période de consommation, la valeur de l'électricité injectée par 13 l'autoproduit dans le réseau d'Hydro-Québec est créditée dans une 14 banque de surplus.

Cette valeur correspond au nombre de kilowattheures injectés multiplié par :

2,92 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale hydraulique,
ou

17,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au mazout lourd, ou

33,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale 21 fonctionnant au diesel léger, ou

47,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale 23 fonctionnant au diesel arctique

[nous soulignons]

Référence : R-4011-2017, B-0089, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.10

Le GRAME est d'avis que la modification proposée par le Distributeur à l'article 7.17 au texte des *Tarifs et conditions* entraînerait la nécessité de procéder à l'étude du coût de l'équilibrage, à savoir si ces coûts doivent avoir un impact sur l'offre relative à la banque de surplus, comme le propose le Distributeur pour le cas du réseau intégré.

Le GRAME recommande que soit également reportée l'étude des réseaux alimentés par une centrale hydraulique, comme pour le cas du réseau intégré.

II. L'OPTION III : SELON LES MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TEXTE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

Le GRAME soumet que pour le cas des réseaux autonomes, l'Option III pour le mesurage net doit être assouplie pour permettre d'introduire la notion de production, au lieu de limiter l'autoproduction aux besoins énergétiques du client.

2.1 L'article 7.15 Conditions d'admissibilité

7.15 Conditions d'admissibilité

Pour être admissible, le client doit remplir les conditions suivantes :

a) la capacité maximale d'autoproduction du client ne doit pas être supérieure au moindre de:

- 20 kilowatts si l'installation est monophasée ou 50 kilowatts si elle est triphasée, ou
- l'estimation de la puissance maximale appelée de l'abonnement ;

b) la production d'électricité doit se faire à partir d'une installation qui est située au même point de livraison que celui qui est visé par l'abonnement ;

c) le client doit avoir uniquement recours à une ou à plusieurs des sources d'énergie suivantes:

- énergie éolienne,
- énergie photovoltaïque,
- énergie hydroélectrique,
- énergie du sol (géothermie) aux fins de la production d'électricité,
- bioénergie (biogaz ou résidus de biomasse forestière).

Référence: R-4011-2017, B-0049, p. 162, art. 7.15

En réponse à une demande²⁰ portant sur la limite de puissance maximale d'autoproduction à 50 kW, le Distributeur fait référence au dossier portant sur la *Demande d'approbation de modalités tarifaires et de conditions de services liées à l'autoproduction d'électricité* (R-3551-2004)²¹, lequel visait l'autoproduction en réseau intégré, alors que la limite concernant l'Option III s'adresse aux réseaux autonomes, facilement prévisible compte tenu des quantités produites et de la consommation limitée aux besoins de base. Le GRAME recommande une évaluation plus détaillée de l'impact de l'autoproduction pour les réseaux autonomes.

Concernant la limite de production visant à restreindre l'impact sur le réseau et les coûts associés, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit justifier pour le cas des réseaux autonomes, si des coûts additionnels peuvent être encourus pour notamment la question des Distorsions harmoniques rencontrées dans ces réseaux. Par exemple, s'il sera

²⁰ R-4011-2017, B-0092, Réponses à la demande de renseignements du RNCREQ, Réponses 1.2

²¹ R-3551-2004 : HQD-1, doc. 1, section 4.2

nécessaire au Distributeur d'implanter une technologie de stockage de l'énergie produite par l'autoproduction.

Pour donner suite à ces évaluations, le GRAME est d'avis que plusieurs points devront être remis en question à l'article 7.15 des Tarifs et conditions, soit :

- La capacité maximale limitée aux besoins du client, comme proposée à l'article 7.15 des Tarifs et conditions;
- La limite imposée par le lieu de production d'électricité, soit au point de livraison de l'abonnement, afin de permettre la séparation entre les finalités de consommation du client et de production électrique ;
- L'obligation pour le client de consommer l'électricité produite, au lieu de pouvoir avoir le choix entre consommer sa production électrique, ou l'injecter en totalité sur le réseau du Distributeur ;

2.2 L'article 7.18 Facture du client

7.18 Facture du client

La facture pour chaque période de consommation au cours de laquelle la présente option de mesurage net s'applique est établie comme suit :

- a) on calcule un premier montant pour l'électricité livrée en y appliquant les prix et les conditions du tarif auquel l'abonnement est assujéti, compte tenu, s'il y a lieu, du crédit d'alimentation aux tarifs domestiques décrit dans l'article 10.3 ;
- b) on rajuste le montant mensuel minimal de la facture au prorata du nombre de jours de la période de consommation visée ;
- c) si le résultat obtenu au sous-alinéa a) est égal au montant obtenu au sous-alinéa b), la facture correspond à ce montant ;
- d) si le résultat obtenu au sous-alinéa a) est supérieur au montant obtenu au sous-alinéa b), on réduit le montant obtenu au sous-alinéa a) du solde disponible dans la banque de surplus, le cas échéant, jusqu'à concurrence du montant minimal rajusté.

Référence: R-4011-2017, B-0049, p. 163-164, art. 7.19

Le GRAME est d'avis que la modification suivante à l'article 7.18 des Tarifs et conditions concernant la facture du client devrait être étudiée, soit :

- **Prévoir l'ajout d'une clause permettant la vente de l'autoproduction dans sa totalité déterminée au prix le plus bas entre le coût évité du réseau, ou celui des coûts de l'autoproduction.**

2.3 L'article 7.19 des Tarifs et conditions : Restrictions relatives à la banque de surplus

7.19 Restrictions relatives à la banque de surplus

La banque de surplus est ramenée à 0 :

- a) au début de la période de consommation commençant le ou après le 31 mars suivant la date d'adhésion établie selon l'article 7.16 et tous les 24 mois par la suite, ou
- b) au début de la période de consommation commençant après la date choisie par le client dans les 24 mois suivant la date d'adhésion établie selon l'article 7.16 et tous les 24 mois par la suite, ou
- c) à la cessation de l'application de la présente option de mesurage net.

De plus, le solde de la banque de surplus ne peut être appliqué à un autre abonnement.

Référence: R-4011-2017, B-0049, p. 164-165, art. 7.19

Le GRAME est d'avis que la modification suivante à l'article 7.19 des Tarifs et conditions concernant la banque de surplus devrait être étudiée, soit :

- **Permettre le remboursement des surplus de la banque, calculé selon la clause proposée par le GRAME à l'article 7.18 des Tarifs et conditions.**

Le GRAME est d'avis que ces propositions de changements permettraient l'essor de la production d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes, tout en réduisant la pression sur les tarifs puisque, selon ses données, les coûts de production par exemple, pour le solaire photovoltaïque se situent en dessous des coûts évités pour les réseaux au Nord du 53^{ième} parallèle.

IV. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Le GRAME soumet que la proposition du Distributeur ouvre une porte à l'autoproduction pour le solaire photovoltaïque en réseaux autonomes, bien qu'elle aurait avantage à être améliorée pour assurer une transition marquée vers les énergies renouvelables.

Le GRAME est d'avis que de telles modifications sont nécessaires pour assurer la réduction des émissions de GES dans ces réseaux, de même que les coûts d'alimentation variable, soit le diesel puisque le calibrage de l'option de mesurage net en réseaux autonomes alimentés au diesel ou mazout ne permet pas de démontrer à la clientèle qu'ils y verront une opportunité commerciale et financière.

La proposition du GRAME s'inscrit dans une démarche de conversion vers les énergies renouvelables et la réduction de l'empreinte écologique des réseaux autonomes.

Le GRAME recommande donc que soit mis en place un projet pilote pour le solaire photovoltaïque afin d'identifier un tarif d'achat ciblé, prenant en compte les coûts d'équilibrage et de stockage nécessaires pour l'accroissement de la part de l'autoproduction au-delà des limites prévues aux installations de l'option III, telles que stipulées à l'article 7.15 des Tarifs et conditions.

Le GRAME recommande un suivi des résultats de l'autoproduction et que ce suivi indique de manière précise la quantité d'énergie produite et l'impact sur les besoins en puissance de ces réseaux.

Le GRAME est d'avis que la modification proposée par le Distributeur à l'article 7.17 des Tarifs et conditions entraînerait la nécessité de procéder à l'étude du coût de l'équilibrage, à savoir si ces coûts doivent avoir un impact sur l'offre relative à la banque de surplus, comme le propose le Distributeur pour le réseau intégré. Le GRAME recommande que soit reportée l'étude des réseaux alimentés par une centrale hydraulique.