

Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

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

TARIFICATION

I. Tarif DP

Références

i. R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, pages 24-25

À l'instar de l'implantation progressive de la facturation annuelle de la puissance, le Distributeur a proposé dans le dossier tarifaire R-3980-2016 une implantation graduelle de la facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP.

TABLEAU 7 :
MISE À JOUR DE LA STRUCTURE CIBLE POUR LE TARIF DP
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017

Composantes tarifaires	Prix		Écart
	actuel	cible	
Redevance (\$/mois)	6,09	s.o.	s.o.
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/mois)	1 200	12 600	11 400
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,77	5,24	-9,2%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,77	8,77	-
Seuil de la facturation de la puissance (kW)	50	-	-50
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	6,21	35,3%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	20,00	7,82
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	60,00	41,73

Toutefois, au lieu d'une réduction graduelle du seuil de la facturation de la puissance, le Distributeur préconise maintenant une autre approche qui permet d'atteindre le même résultat tout en présentant des avantages additionnels. Cette approche consiste à introduire une prime de puissance applicable aux 50 premiers kW, mais qui augmenterait très graduellement pour atteindre à terme la prime de puissance applicable au-delà de 50 kW.

ii. R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, page 29

Les figures 7 et 8 permettent d'illustrer que les clients ayant une consommation supérieure à environ 100 000 kWh par année sont généralement avantagés alors que ceux ayant une consommation moindre subissent généralement des impacts tarifaires plus élevés. Il en est ainsi puisque les plus gros consommateurs sont en mesure de bénéficier de la hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie qui leur permet d'atténuer, en tout ou en partie, l'impact de la facturation des 50 premiers kW. Les abonnements de moins de 100 000 kWh par année représentent environ le quart des abonnements au tarif DP (voir la figure 9).

iii. R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, page 34

Il va de soi que le segment de la clientèle du tarif DP le plus durement affecté par la structure cible est composé de clients dont les appels de puissance et le FU sont faibles. Le segment de la clientèle du tarif DP avantagé par la structure cible est composé de clients dont le FU est élevé, peu importe leurs appels de puissance. Il en est ainsi puisqu'ils sont en mesure de tirer profit du bas prix de la 1re tranche appliqué sur un plus grand nombre de kWh. Le tableau 13 illustre d'ailleurs ces propos, en présentant certains exemples d'abonnements au tarif DP.

iv. R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, pages 23-24

Il faut rappeler que l'objectif d'inciter à une meilleure gestion de la puissance a mené à la facturation annuelle de la puissance aux tarifs domestiques, à la prise en compte de la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer et à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM aux tarifs domestiques. D'ailleurs, en approuvant la facturation annuelle de la puissance, la Régie a reconnu, à juste titre, l'importance pour le Distributeur que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution. (Notre souligné)

v. R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, page 37

TABLEAU 10 :
CHOIX DE TARIFS POUR LES CLIENTS AUX TARIFS DOMESTIQUES ET GÉNÉRAUX

Puissance maximale appelée	Clients domestiques (résidentiels et agricoles)	Clients des tarifs généraux (petite et moyenne puissance)
moins de 50 kW	D ou G	G
de 50 kW et plus mais inférieure à 65 kW	D, DP, G ou M	G ou M
de 65 kW et plus mais inférieure à 100 kW	DP, G, M ou G-9	G, M ou G-9
100 kW et plus	DP, M ou G-9	M ou G-9

Lorsque comparées aux figures 5 et 8, les figures 14 et 15 illustrent l'importante atténuation des impacts à la suite de l'optimisation tarifaire. Bien que la proportion des clients avantagés soit relativement stable, les impacts annualisés sont moindres. Par exemple, à la suite de l'optimisation tarifaire, l'impact annualisé maximal passe de 20 % à 10 % pour la clientèle la plus touchée, soit celle consommant moins de 5 000 kWh par année. Alors, outre le fait que les clients pourraient faire une meilleure gestion de leurs charges, l'optimisation tarifaire permet de réduire considérablement leurs impacts tarifaires. Cette optimisation tarifaire est d'autant plus intéressante pour les clients domestiques que ces derniers ont accès, comme l'indique le tableau 10, à plus de tarifs que les clients aux tarifs généraux.

vi. R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, page 24

Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes redevance et énergie vers la composante puissance, accroissant la proportion des revenus récupérés par la composante puissance de 8 % à 28 %. Cette proportion demeure néanmoins inférieure à celle du tarif M mais comparable à celle du tarif G-9.

vii. R-4011-2017, B-0047, section 3.2.1, Tableau 13, page 41

**TABLEAU 13 :
 EXEMPLES D'ABONNEMENTS IMPACTÉS**

Cas	Portrait de la consommation							Avant optimisation				Après optimisation								
	Segment	Usage spécifique	Cons. annuelle (kWh)	PMA max (kW)	PMA min (kW)	FU moyen (%)	FU minimal (%)	FU maximal (%)	Facture annuelle DP 2017 (\$)	Facture annuelle DP cible (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)	Tarif optimal	Facture annuelle tarif optimal (\$)	Impact cumulé (\$)	Impact cumulé (%)	Impact moyen annuel (\$)	Impact annualisé (%)
Abonnements désavantagés																				
1	résidentiel	pompe à incendie	900	86	42	0,2%	0,0%	1,0%	433 \$	3 707 \$	3 274 \$	756%	273 \$	20%	G	1 219 \$	786 \$	182%	66 \$	9%
2	agricole	ferme céréalière	5 909	54	5	7,5%	3,1%	12,9%	450 \$	3 137 \$	2 687 \$	597%	224 \$	18%	D cible	764 \$	314 \$	70%	26 \$	5%
3	agricole	pompe	1 860	71	0	0,3%	0,0%	1,4%	521 \$	1 853 \$	1 332 \$	256%	111 \$	11%	G	1 420 \$	899 \$	172%	75 \$	9%
4	agricole	élevage de porcs	13 108	105	0	14,4%	2,9%	90,7%	2 154 \$	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%	DP cible	5 902 \$	3 748 \$	174%	312 \$	9%
5	résidentiel	immeuble collectif	14 060	102	6	11,8%	9,2%	14,0%	2 318 \$	5 997 \$	3 679 \$	159%	307 \$	8%	G-9	5 760 \$	3 442 \$	148%	287 \$	8%
6	agricole	séchoir à grains	12 243	103	3	1,9%	0,0%	9,3%	2 457 \$	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%	DP cible	6 191 \$	3 734 \$	152%	311 \$	8%
7	agricole	pépinière	11 112	90	58	3,1%	0,0%	4,7%	1 590 \$	3 747 \$	2 157 \$	136%	180 \$	7%	G-9	3 368 \$	1 779 \$	112%	148 \$	6%
Abonnements neutres																				
8	agricole	ferme sans résidence	117 549	55	35	28,8%	20,5%	44,3%	9 985 \$	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	9 987 \$	2 \$	0%	0 \$	0%
9	résidentiel	résidence privée	90 468	51	32	28,5%	19,0%	33,4%	7 574 \$	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%	DP cible	7 568 \$	-6 \$	0%	0 \$	0%
10	agricole	culture maraîchère	115 766	117	4	38,0%	15,0%	73,5%	10 720 \$	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%	DP cible	10 733 \$	12 \$	0%	1 \$	0%
Abonnements avantagés																				
11	agricole	poutailler	98 353	53	14	39,1%	15,2%	64,3%	8 275 \$	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%	DP cible	7 515 \$	-760 \$	-9%	-63 \$	-1%
12	résidentiel	résidence privée	145 971	53	26	48,9%	35,0%	62,3%	12 462 \$	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%	DP cible	10 467 \$	-1 996 \$	-16%	-166 \$	-1%
13	agricole	élevage de porcs	131 832	51	31	38,0%	33,4%	41,6%	11 207 \$	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%	DP cible	10 051 \$	-1 156 \$	-10%	-96 \$	-1%
14	agricole	producteur laitier	205 649	58	51	43,7%	40,4%	48,7%	17 894 \$	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%	DP cible	16 660 \$	-1 235 \$	-7%	-103 \$	-1%

Préambule

Selon le GRAME, l'implantation graduelle de la facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP par le Distributeur pourrait inciter la clientèle ayant de forts appels de puissance à avoir recours à des technologies de gestion de la charge, donc sur la demande en puissance du réseau, mais certains points restent à clarifier. En effet, puisque le segment de clients avantagés par la structure cible est composé de clients dont le FU est élevé, peu

importe l'appel de puissance, l'avantage de l'implantation graduelle de la facturation de la puissance dès le premier kW au tarif DP semble mitigé. À cet égard, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit clarifier sa proposition quant aux impacts à la hausse ou à la baisse sur l'appel en puissance global de la clientèle de ce tarif.

Demandes

1.1. (Réf. i. et ii.) Comment conciliez-vous les objectifs d'efficacité énergétique avec la présence de clients résidentiels au tarif DP, ainsi qu'une tarification de la première tranche d'énergie ayant une cible de 12 600 kWh/an ?

1.2. (Réf. i. et ii.) Comment conciliez-vous les objectifs de signal de prix de la puissance, ayant comme objectif la mise en place de mesures de gestion de la demande en puissance, alors que le tarif DP est calibré pour favoriser 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^{ère} tranche ?

1.3. (Réf. iii. et iv.) Comment conciliez-vous le fait que ce sont les clients avec un fort FU qui sont avantagés, peu importe leurs appels de puissance, alors que l'objectif du tarif DP est d'inciter à une meilleure gestion de la puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, réduisant la pression autant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution ?

1.4. (Réf. iii. et vii.) Considérant que le segment de la clientèle du tarif DP le plus durement affecté par la structure cible est composé de clients dont les appels de puissance et le FU sont faibles :

1.4.1. Veuillez confirmer que ce sont principalement (sauf exception (cas 1 : réf. vii)) des clients dont l'usage principal de puissance est le chauffage.

1.4.2. Veuillez confirmer que ce sont les clients avec un fort FU qui sont avantagés, peu importe leurs appels de puissance.

1.5. (Réf. v et vi.) Le Distributeur présente un scénario d'optimisation tarifaire, impliquant un transfert des clients domestiques vers le tarif D pour les plus de 50 kW et moins de 65 kWh de demande en puissance. Le Distributeur indique également que selon la proposition, les revenus récupérés par la composante puissance passeraient de 8 % à 28 %.

1.5.1. Veuillez préciser l'impact d'un transfert de clients domestiques vers le tarif D pour les plus de 50 kW et moins de 65 kWh sur la récupération des coûts en puissance

et sur les revenus du Distributeur, considérant que le tarif DP est calibré à revenus équivalents.

1.5.2. De plus, veuillez préciser si un transfert de ces clients au tarif D aura un impact sur les revenus requis du tarif D, donc sur les tarifs du tarif D ? Préciser également de quel ordre de grandeur pourrait être l'impact sur le tarif D.

1.6. (Réf. vii.) Cas 3-6-7 : On constate que les abonnements agricoles avec des consommations annuelles réduites sont plus impactés que ceux (cas 11-13-14) avec des consommations annuelles entre 100 000 kWh et 200 000 kWh.

1.6.1. Concernant les cas 3-6-7, veuillez préciser si ce sont des abonnements ayant des activités saisonnières, soit principalement l'été ?

1.6.2. Concernant les cas 11-13-14, veuillez préciser si ce sont des abonnements dont les activités sont réparties uniformément sur l'année ?

1.7. (Réf. vii.) Cas 5 : Veuillez préciser si ce cas est un cas réel, si oui, ce client a-t-il des équipements efficaces pour réduire sa demande en puissance pour le chauffage.

1.7.1. Ce client a-t-il une consommation plus importante l'hiver que l'été ?

1.7.2. Cet immeuble dispose-t-il de climatisation ?

1.8. (Réf. vii.) Cas 12 : Veuillez préciser si ce cas est un cas réel, si oui, ce client a-t-il des équipements efficaces pour réduire sa demande en puissance pour le chauffage.

1.8.1. Ce client a-t-il une consommation plus importante l'été que pour le cas 5 (résidentiel immeuble collectif), impliquant par exemple un chauffe-piscine et la climatisation impactant son FU?

1.9. (Réf. vii.) Cas 9: On constate que l'impact d'une résidence (cas 9), dont la consommation est moins que 100 000 kWh/an, est neutre.

1.9.1. Veuillez préciser si ce cas est un cas réel, si oui, ce client a-t-il des équipements efficaces pour réduire sa demande en puissance.

1.9.2. Ce client a-t-il une consommation plus importante l'été que pour le cas 5 (résidentiel immeuble collectif), impliquant par exemple un chauffe-piscine et la climatisation impactant son FU ?

II. Révision des dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseaux autonomes

Références

i. R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 47

4.1. Révision des dispositions relatives à l'option de mesurage net

L'option actuelle de mesurage net s'applique aux clients aux tarifs domestiques D, DM et DN et aux clients au tarif G dont la PMA ne dépasse pas 50 kW. Elle consiste à appliquer le tarif régulier à l'électricité consommée par le client et, à la fin de chaque période de consommation, à mettre en banque les kWh injectés sur le réseau, en vue d'une utilisation future.

L'électricité injectée correspond, pour une période de consommation, à l'écart positif entre la production et la consommation d'électricité du client. Lorsque, pour une période de consommation, la consommation d'électricité est supérieure à la production d'électricité, les kWh disponibles dans la banque de surplus servent à réduire le nombre de kWh devant être facturés au client.

ii. R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

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.

iii. R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

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.

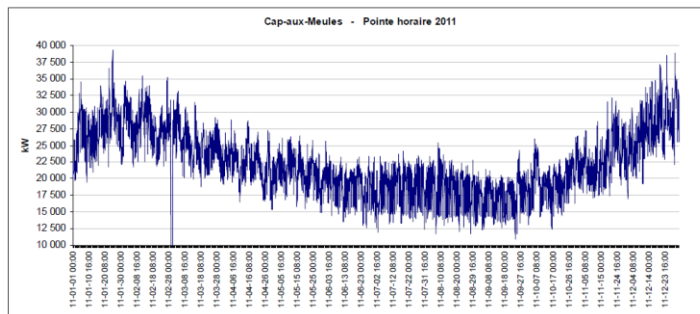
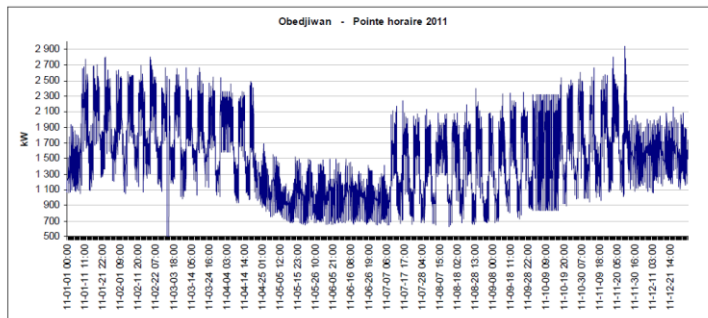
Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur

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.

iv. R-3814-2012, Compléments de réponses à la demande de renseignements no1 du GRAME, HQD-13, document 8, pages 4 à 6

5.19 Concernant les besoins en puissance pour les réseaux visés par les options d'interruption soit les réseaux de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine et le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie, veuillez fournir les courbes de demande en énergie et en puissance, selon l'heure de la journée et selon les saisons ?

Complément de réponse :



Préambule

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention, le GRAME est préoccupé par le calibrage proposé par le Distributeur pour les réseaux autonomes, puisqu'il retient uniquement le coût évité en énergie, alors que 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. Il indiquait son intention d'examiner les courbes de consommation de certains réseaux autonomes pour en faire la démonstration.

Ainsi, le GRAME entend corrélérer la production photovoltaïque avec les besoins énergétiques, afin de démontrer premièrement que les besoins d'approvisionnement pourraient avoir avantage à être réévalués d'ici le prochain plan d'approvisionnement, et deuxièmement que le calibrage de l'option III¹ aurait également avantage à être réévaluée pour tenir compte des coûts fixes, comme l'indique la Régie dans la piste de solution 17 de son Avis.²

Demandes

2.1 (Réf. ii. et iv.). Dans sa demande d'intervention, le GRAME indiquait son intention d'examiner les courbes de consommation de certains réseaux autonomes. Veuillez fournir la mise à jour de la courbe de la pointe horaire pour Cap-aux-meules et fournir celles pour les réseaux autonomes au nord du 53^{ième} parallèle.

2.2. (Réf. ii. et iv.) Selon la courbe de la pointe horaire soumise en référence iv, on constate que la demande est corrélée avec les besoins en éclairage. Comme l'autoproduction de type photovoltaïque permettrait de réduire les écarts de la courbe de consommation à la pointe horaire, le Distributeur pourra-t-il envisager dans l'avenir des ajustements au prix offert à la clientèle pour la réduction soit de la croissance des besoins, donc la réduction des besoins de production, et cela, afin de tenir compte des coûts fixes du réseau ?

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

2.4. (Réf. i.) D'un point de vue technique, veuillez préciser si l'énergie produite par le client est injectée dans sa totalité dans le réseau du Distributeur ?

¹ R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

² R-4011-2017, B-0047, Section 4.1, page 48

2.5. (Réf. i.) Veuillez préciser, pour le cas des réseaux autonomes (option III), si le client sera rémunéré pour le total de sa production selon le coût évité retenu par le Distributeur ?

2.5.1. Si non, le Distributeur a-t-il fait l'évaluation d'autres dispositions relatives à l'option de mesurage net pour les réseaux autonomes ? Si oui, détailler.

2.5.2. Si non, selon le Distributeur, quels ajustements à l'option de mesurage net seraient nécessaires dans le cas de l'option III pour favoriser l'émergence de l'énergie solaire et la réduction des coûts d'approvisionnement (fourniture et distribution) ?

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^{ème} parallèle compte tenu des frais ajoutés d'installation et de transport des équipements ?

2.7. (Réf. iii.) Veuillez déposer le calcul effectué par le Distributeur pour déterminer les offres de :

2.7.1 De 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd.

2.7.2 De 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger.

2.7.3 De 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique.

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 ?

2.9 (Réf. i. et ii.) Veuillez identifier la part de production énergétique solaire envisagée par le Distributeur pour chacun des réseaux autonomes.

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

2.10.1 Centrales fonctionnant au mazout lourd ;

2.10.2 Centrales fonctionnant au diesel léger ;

2.10.3 centrales au diesel arctique.

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 ?

III. Interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) en réseaux autonomes (RA)

Références

i. R-3986-2016, B-0010, Tableaux 1 et 2, page 7

**TABLEAU 1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES**

en GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	195,5	195,5	196,2	196,9	198,4	198,3	199,0	199,5	200,6	199,9	199,9	4,4	0,2%
Nunavik	93,7	95,8	98,2	100,7	103,5	105,6	107,9	110,2	112,8	114,7	116,8	23,0	2,2%
Basse-Côte-Nord	90,0	90,3	90,9	91,4	92,2	92,1	92,5	92,7	93,3	93,1	93,3	3,3	0,4%
Schefferville	47,8	48,5	49,6	50,6	51,9	52,5	53,3	54,0	54,9	55,3	55,9	8,0	1,6%
Haute-Mauricie	14,1	14,3	14,5	14,7	14,9	15,1	15,3	15,5	15,7	15,8	16,0	1,8	1,2%

**TABLEAU 2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES**

en MW	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	Croissance 2016-2026	
											MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	41,7	41,8	41,9	42,1	42,2	42,3	42,5	42,5	42,6	42,5	0,9	0,2%
Nunavik	17,5	17,9	18,4	18,9	19,3	19,7	20,2	20,6	21,0	21,4	3,9	2,3%
Basse-Côte-Nord	22,9	23,1	23,2	23,3	23,4	23,5	23,5	23,6	23,7	23,7	0,8	0,4%
Schefferville	10,8	11,0	11,2	11,4	11,7	11,9	12,0	12,2	12,3	12,5	1,7	1,6%
Haute-Mauricie	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	0,4	1,3%

ii. R-3986-2016, B-0033, Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.3.1 et RDDR 2.4

2.3.1 Veuillez indiquer le nombre de logements et le nombre d'habitations (maison) sur le territoire desservi pour les réseaux du Nunavik ?

Réponse : Le territoire du Nunavik comptait 5 683 abonnements résidentiels en 2015. Le Distributeur ne connaît pas le nombre d'abonnements par types d'habitations.

2.4 (Réf. i. et ii.) Dans le cas d'une unité privée, de type habitation séparée, veuillez fournir la consommation annuelle moyenne en énergie et en puissance, incluant la consommation attribuable au chauffage d'appoint.

Réponse : Le Distributeur ne dispose pas de cette information détaillée. Au Nunavik, la consommation unitaire annuelle par abonnement résidentiel est d'environ 6 500 kWh.

iii. R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

La planification des moyens prend en compte le critère de fiabilité, le contrôle du niveau des investissements et l'adéquation des besoins et des moyens. Le Distributeur dispose de divers moyens du côté de l'offre, en sus des capacités déjà installées afin de répondre à la demande. La stratégie du Distributeur consiste à déployer, au moment opportun, des moyens qui permettront de retarder l'implantation permanente d'équipements de production.

Au chapitre des moyens supplémentaires, le Distributeur peut avoir recours :

- à l'utilisation de génératrices mobiles, lesquelles peuvent être déployées rapidement et redéployées vers d'autres réseaux lorsque nécessaire ; (Notre souligné)
- à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan ;
- au stockage d'énergie.

Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage (Notre souligné)

iv. R-3854-2013, B-0038, page 6

Gain en puissance d'une mesure

La puissance est, de par sa nature, une donnée ponctuelle et variable dans le temps. Le gain en puissance d'une mesure varie également en fonction de la période et du moment où la réduction de la charge se produit. Pour réduire les besoins de puissance d'un réseau, une mesure doit apporter un gain coïncidant avec la pointe des besoins de ce réseau. Pour cette raison, dans le cadre de l'évaluation du PTÉ de la gestion de la demande en puissance, l'analyse se limite aux mois d'hiver et aux deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h. (Notre souligné)

v. R-3854-2013, B-0038, Tableau 18 -PTÉ de gestion de la demande en puissance -Nunavik (en kW), Page 18

Tableau 18 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Nunavik (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW)	Kuujuarapik	Umiuq	Inuqjuaq	Puvimtuq	Aksivik	Inuvik	Salluit	Kangirsuq	Qaqaq	Kangirsuk	Aupaluk	Tasiuq	Kuujuuaq	Kangirsuq
Sécheuse - comportemental	0	57	6	55	24	8	15	51	15	14	22	10	11	123	26
Laveuse - comportemental	0	13	5	17	16	2	3	11	5	3	5	2	2	28	5
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	5	0	2	2	1	0	2	1	0	1	0	0	4	1
Sécheuse contrôlée Distributeur	425	59	6	75	35	8	15	51	26	14	24	10	11	137	26
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW)	Kuujuarapik	Umiuq	Inuqjuaq	Puvimtuq	Aksivik	Inuvik	Salluit	Kangirsuq	Qaqaq	Kangirsuk	Aupaluk	Tasiuq	Kuujuuaq	Kangirsuq
Ballast à modulation	492	247	492	64	490	241	490	423	490	93	490	241	494	172	491
Fermeture partielle de l'éclairage	631	52	598	19	644	39	577	58	610	32	644	39	607	30	602
Réduction du débit de ventilation	837	9	4	4	4	-	4	4	4	4	7	4	4	-	4

vi. R-3854-2013, B-0038, Tableau 17 – PTE de gestion de la demande en puissance – Îles-de-la-Madeleine (en kW), Page 17

Tableau 17 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Îles-de-la-Madeleine (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	726
Sécheuse - comportemental	0	515
Laveuse - comportemental	0	196
Lave-vaisselle - comportemental	0	26
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	105
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	18	460
Chauffe-eau - contrôle Distributeur	42	545
Chauffe-eau à stockage accru avec contrôle Distributeur	102	813
Chauffe-eau 3 éléments	137	350
Gestion des points de consigne	148	1 125
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Réduction du débit d'air neuf (avec SGE)	1	464
Gestion optimale des points de consigne (avec SGE)	2	835
Interruption de l'humidification (avec SGE)	2	242
Réduction du débit de ventilation (avec SGE)	2	702
Chauffe-eau biénergie mazout/propane	3	347
Optimisation des horaires de démarrage (avec SGE)	5	62
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru (sans SGE)	5	342
Contrôle du chauffe-eau (avec SGE)	15	220
Stockage thermique avec contrôle	17	8 527
Contrôle du chauffe-eau (sans SGE)	18	536
Chauffage biénergie mazout/propane	26	4 995
Ajustement du débit des pompes de chauffage (avec SGE)	28	53
Réduction du débit d'air neuf (sans SGE)	34	1 494
Ajustement du débit des pompes de chauffage (sans SGE)	37	116
Réduction du débit de ventilation (sans SGE)	40	1 796
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accrue (avec SGE)	41	246
Interruption de l'humidification (sans SGE)	41	314
Fermeture partielle de l'éclairage (avec SGE)	108	103
Gestion optimale des points de consigne (sans SGE)	120	1 558
Optimisation des horaires de démarrage (sans SGE)	127	146

vii. R-3854-2013, B-0038, Tableau 21 – PTE de gestion de la demande en puissance -Haute-Mauricie (en kW) Page 19

Tableau 21 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Haute-Mauricie (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	0
Sécheuse - comportemental	0	38
Laveuse - comportemental	0	15
Lave-vaisselle - comportemental	0	1
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	2
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	19	37
Chauffe-eau - contrôle Distributeur	44	67
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle Distributeur	106	76
Chauffe-eau 3 éléments	143	10
Biénergie	175	29
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	206	30
Sécheuse contrôle Distributeur	276	51
Chauffe-eau à stockage accru	318	17
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Stockage thermique avec contrôle distributeur	16	424
Chauffage biénergie mazout/propane	25	104
Réduction du débit d'air neuf	34	16
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru	65	34
Gestion optimale des points de consigne	146	296
Réduction du débit de ventilation	197	24
Chauffe-eau biénergie mazout/propane	321	46
Optimisation des horaires de démarrage	324	3
Ballast à modulation	326	159
Fermeture partielle de l'éclairage	434	25

viii. R-3854-2013, B-0038, Tableau 19 – PTE de gestion de la demande en puissance -Base-Côte-Nord (en kW), Page 18

Tableau 19 – PTE de gestion de la demande en puissance – Basse-Côte-Nord (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	508
Sécheuse - comportemental	0	70
Laveuse - comportemental	0	18
Lave-vaisselle - comportemental	0	19
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	13
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	21	534
Chauffe-eau contrôle Distributeur	51	631
Gestion des points de consigne	54	404
Chauffe-eau à stockage accru contrôle Distributeur	122	468
Chauffe-eau 3 éléments	165	184
Biénergie	189	3 338
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	193	349
Sécheuse contrôle Distributeur	319	78
Chauffe-eau à stockage accru	367	149
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Chauffage biénergie mazout/propane	11	1 591
Stockage thermique avec contrôle distributeur	15	847
Réduction du débit d'air neuf	23	1 627
Réduction du débit de ventilation	34	154
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru	43	116
Ajustement du débit des pompes de chauffage	41	6
Gestion optimale des points de consigne	151	553
Optimisation des horaires de démarrage	226	48
Chauffe-eau biénergie mazout/propane	393	129
Ballast à modulation	452	55
Fermeture partielle de l'éclairage	466	13

Préambule

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention au paragraphe 21, le GRAME souhaite vérifier auprès du Distributeur les actions qu'il entend prendre pour réduire la consommation à la pointe en réseaux autonomes, s'il entend développer des programmes commerciaux de gestion de la demande et si ses campagnes de sensibilisation visent la consommation à la pointe des réseaux autonomes, notamment pour les réseaux au nord du 53^{ème} parallèle.

Demandes

3.1. Veuillez préciser si les campagnes de sensibilisation visent la consommation à la pointe des réseaux autonomes et seront en place dans les réseaux au nord du 53^{ème} parallèle en 2018 ?

3.2. (Réf. i.) Veuillez fournir les courbes de demande en puissance selon la pointe horaire pour les réseaux au nord du 53^{ème} parallèle.

3.3. (Réf. i.) Veuillez fournir la mise à jour de la courbe de la pointe horaire pour le réseau des Îles de la Madeleine et de la Haute-Mauricie.

3.4. (Réf. i. et ii.) Veuillez préciser votre connaissance de la consommation en puissance à la pointe des logements à caractère social au Nunavik.

3.5. (Réf. i. et ii.) Veuillez préciser les besoins annuels en puissance pour un abonnement résidentiel et pour un immeuble multi-logement.

3.6. (Réf. iii.) Veuillez indiquer si le Distributeur a toujours l'intention de réaliser un projet pilote d'implantation d'unité de stockage et décrire l'état d'avancement de ses travaux en ce sens.

3.7. (Réf. iii.) Compte tenu de l'ouverture du Distributeur à offrir une option mesurage net plus adaptée aux réseaux autonomes, avez-vous envisagé offrir des unités de stockage de l'énergie autoproduite sur une base résidentielle et commerciale dans le but de réduire les besoins en demande énergétique et en puissance aux pointes horaires de ces réseaux ?

Nunavik (Réf. v, Tableau 18)

3.8. (Réf. iv. et v.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place au Nunavik ?

3.9. (Réf. iv. et v.) Le Distributeur a-t-il envisagé de déployer le contrôle volontaire à distance pour les sècheuses pour le marché résidentiel et les mesures CI identifiées au Tableau 18 ?

Iles-de-la-Madeleine (Réf. vi, Tableau 17)

3.10. (Réf. iv. et vi.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place aux Iles-de-la-Madeleine pour le marché résidentiel et pour le marché CI ?

3.11. (Réf. iv. et vi.) Veuillez préciser quelles mesures du Tableau 17 pouvant être contrôlées à distance par le Distributeur ont été mises en place ?

3.12. (Réf. iv. et vi.) Veuillez préciser pourquoi ne pas avoir considéré une mesure visant le séchage avec contrôle par le Distributeur ?

Haute-Mauricie (Réf. vii, Tableau 21)

3.13. (Réf. iv. et vii.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place en Haute-Mauricie pour le marché résidentiel et pour le marché CI ?

3.14. (Réf. iv. et vii.) Veuillez préciser parmi les mesures du Tableau 21 pouvant être contrôlées à distance par le Distributeur, celles qui ont été mises en place ?

3.15. (Réf. iv. et vii.) Veuillez préciser pourquoi les mesures comme Sécheuse et Stockage thermique avec contrôle du Distributeur n'ont pas été mises en place ?

Basse-Côte-Nord (Réf. viii, Tableau 19)

3.16. (Réf. iv. et viii.) En lien avec les deux périodes journalières de pointe, soit de 6 h à 9h et de 16h à 20h, quelles sont les mesures en PTÉ de gestion de la demande en puissance mises en place en Basse-Côte-Nord pour le marché résidentiel et pour le marché CI ?

3.17. (Réf. iv. et viii.) Veuillez préciser quelles mesures du Tableau 19 pouvant être contrôlées à distance par le Distributeur ont été mises en place ?

3.18. (Réf. iv. et viii.) Veuillez préciser pourquoi les mesures comme Sécheuse et Stockage thermique avec contrôle du Distributeur n'ont pas été mises en place ?