

# **PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

## **RÉSEAUX AUTONOMES**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>5</b>
1.1. Portrait sommaire des réseaux autonomes .....	5
1.2. Rappel de la stratégie du Distributeur.....	5
1.3. Suivi de la stratégie du <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> .....	6
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>6</b>
2.1. Méthodologie de la prévision de la demande .....	6
2.2. Prévision de la demande en énergie et en puissance .....	6
<b>3. ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE : BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX.....</b>	<b>7</b>
<b>4. CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>10</b>
4.1. Îles-de-la-Madeleine .....	10
4.2. La Romaine.....	11
4.3. Obedjiwan .....	11
4.4. Tasiujaq .....	11
4.5. Autres réseaux.....	12
<b>5. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>12</b>
5.1. Interventions en efficacité énergétique .....	13
5.1.1. <i>Utilisation efficace de l'énergie</i> .....	13
5.1.2. <i>Économies d'énergie</i> .....	13
5.1.3. <i>Gestion de la demande en puissance (GDP)</i> .....	14
5.2. Gestion de l'offre.....	15

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Prévision des besoins en énergie par territoires .....	7
Tableau 2 : Prévision des besoins en puissance par territoires .....	7
Tableau 3 : Bilan de puissance par réseaux après application du critère de planification .....	9
Tableau 4 : Calendrier de lancement des appels de propositions .....	12



1 La présentation du *Plan d'approvisionnement 2017-2026* du Distributeur pour les réseaux  
2 autonomes (le Plan) se compose d'un document principal et d'annexes regroupées dans un  
3 seul document, soit la pièce HQD-2, document 2.

4 L'annexe 1A présente le lexique des termes techniques et abréviations utilisés dans le Plan  
5 et l'annexe 1B permet de localiser l'information demandée au *Guide de dépôt*  
6 *d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution* et dans le cadre de décisions antérieures  
7 de la Régie.

8 Dans les annexes 2A à 2D se trouvent les informations détaillées relatives à la prévision de  
9 la demande. Les informations liées aux approvisionnements ainsi qu'aux interventions en  
10 efficacité énergétique sont présentées dans les annexes 3A à 3E. Quant aux suivis de  
11 décisions, ils se trouvent aux annexes 4A à 4E.

## 1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

### 1.1. Portrait sommaire des réseaux autonomes

12 Les réseaux autonomes sont regroupés en cinq territoires distincts : les Îles-de-la-Madeleine,  
13 le Nunavik, la Basse-Côte-Nord, Schefferville et la Haute-Mauricie. Ces territoires se situent  
14 dans une zone territoriale vaste mais peu peuplée. La population totale des réseaux  
15 autonomes s'élève à environ 35 000 habitants, répartis en trente communautés composées  
16 d'Attikameks, de Blancs, de Cris, d'Innus, d'Inuits et de Naskapis.

17 En 2015, les 22 réseaux autonomes comptaient environ 18 500 abonnements, la production  
18 en électricité s'élevait à 446 GWh et les besoins en puissance atteignaient 93 MW. Pour  
19 répondre à ces besoins, les réseaux autonomes disposent de 22 centrales thermiques et de  
20 2 centrales hydrauliques (du Lac-Robertson et des Menihék), dont la puissance installée  
21 totale atteint 165 MW.

22 Le coût de fonctionnement des centrales thermiques est très élevé en raison de leur  
23 alimentation en combustibles, ce qui constitue un enjeu pour le Distributeur.

### 1.2. Rappel de la stratégie du Distributeur

24 Compte tenu de la particularité des réseaux autonomes, le Distributeur a pour objectif de  
25 réduire les coûts d'approvisionnement des centrales thermiques tout en diminuant autant que  
26 possible leur empreinte environnementale.

27 Le Distributeur maintient donc sa stratégie annoncée dans le précédent plan, laquelle  
28 consistait à agir d'abord sur la demande en mettant de l'avant les interventions en efficacité  
29 énergétique et, ensuite, à procéder à des ajouts de capacités supplémentaires lorsque  
30 nécessaire.

### 1.3. Suivi de la stratégie du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*

1 Comme annoncé dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, la nouvelle centrale  
2 thermique de 2 019 kW a été mise en service à Akulivik en 2015. L'ancienne centrale sera  
3 démantelée d'ici 2017.

4 Aussi, malgré les efforts déployés du côté de la demande par le biais des interventions en  
5 efficacité énergétique, le Distributeur a dû néanmoins procéder à des ajouts de capacités. En  
6 effet, à Puvirnituk, le groupe de 600 kW maintenu en réserve à la suite de l'ajout d'un groupe  
7 de 1 880 kW en 2011 a été remis en service après sa réfection. De plus, des génératrices  
8 mobiles ont été installées en 2015 et 2016 dans les réseaux de Kangiqsujaq, Kuujuarapik  
9 et Schefferville, et ce, afin d'assurer le respect du critère de fiabilité en puissance.

10 Par ailleurs, le Distributeur a développé un plan d'actions visant une conversion totale ou  
11 partielle des réseaux vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte  
12 environnementale plus faible. L'objectif est de procéder à des appels de propositions pour  
13 l'ensemble des réseaux d'ici 2020. Les projets potentiels devront s'avérer techniquement  
14 réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et être  
15 accueillis favorablement par les communautés. La section 4 présente les modalités de cette  
16 stratégie.

## 2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

### 2.1. Méthodologie de la prévision de la demande

17 La prévision de la demande en électricité des réseaux autonomes, en énergie et en  
18 puissance, se fonde sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales  
19 et abonnements), la croissance démographique prévue et l'évolution attendue des  
20 consommations unitaires.

21 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend, quant à elle, les ventes,  
22 l'usage interne, les pertes de distribution et de transport, ainsi que les services auxiliaires  
23 des centrales.

### 2.2. Prévision de la demande en énergie et en puissance

24 Les tableaux 1 et 2 présentent respectivement la prévision des besoins en énergie et en  
25 puissance à la pointe d'hiver sur la période du Plan, pour chacun des territoires. L'historique  
26 est présenté à l'annexe 2B et le détail par réseaux à l'annexe 2C.

**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%

- 1 Le Nunavik présente la croissance des besoins, tant en énergie qu'en puissance, la plus  
 2 élevée de tous les territoires. À l'opposé, les Îles-de-la-Madeleine et la Basse-Côte-Nord ont  
 3 les taux de croissance prévus les plus faibles sur la période du Plan. Cette divergence est  
 4 essentiellement le reflet de croissances démographiques différentes.
- 5 De façon générale, par rapport au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, la prévision des  
 6 besoins est revue à la baisse pour chacun des territoires. Ces écarts découlent de  
 7 perspectives démographiques moins favorables ainsi que d'une révision à la baisse des  
 8 consommations unitaires. Les écarts de prévision sont présentés à l'annexe 2D.

### 3. ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE : BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX

- 9 Les équipements actuels suffisent à répondre aux besoins en énergie de la clientèle de  
 10 chacun des réseaux autonomes. Cependant, sur la période du Plan, plusieurs réseaux  
 11 présentent un déficit en puissance.
- 12 Le bilan de puissance met en évidence la marge de puissance dont dispose le Distributeur  
 13 pour combler ses besoins tout en respectant son critère de planification. La marge de  
 14 puissance est établie en comparant la prévision des besoins en puissance à la puissance  
 15 garantie des équipements permanents à laquelle s'ajoutent, le cas échéant, des génératrices  
 16 mobiles.

1 La puissance garantie est établie à partir du critère de planification, qui se compose des  
2 critères de disponibilité et de stabilité :

3 • Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée de la centrale, moins  
4 celle du groupe le plus puissant (N-1). L'application de ce critère vise à assurer une  
5 alimentation fiable de tous les clients en période de pointe, et ce, dans l'éventualité  
6 où le groupe le plus puissant devenait indisponible.

7 • Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère permet  
8 à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber  
9 des variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants causés par  
10 la faible diversité de la charge.

11 La puissance garantie s'obtient donc par le produit  $(N-1) \times 90 \%$ .

12 Les marges de puissance prévues pour chacun des réseaux autonomes sont présentées  
13 dans le tableau 3. Une valeur positive signifie que le Distributeur dispose d'une marge de  
14 puissance suffisante pour satisfaire son critère de planification. À l'opposé, une valeur  
15 négative signale un déficit de puissance. Le Distributeur rappelle que les besoins en réseaux  
16 autonomes sont exprimés en kW compte tenu de leur niveau relativement bas, et de fait,  
17 fortement sensibles aux faibles variations de la demande.

**TABLEAU 3 :**  
**BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX**  
**APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION**

en kW	2016 - 2017	2017 - 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>										
Cap-aux-Meules	8 860	8 740	8 600	8 460	8 330	8 200	8 100	8 010	8 000	8 020
L'Île-d'Entrée	490	490	490	480	480	480	480	480	480	480
<b>Nunavik</b>										
Akulivik	420	400	380	360	340	310	290	270	250	230
Aupaluk	30	20	0	(10)	(30)	(40)	(50)	(60)	(70)	(80)
Inukjuak	410	360	320	270	220	180	130	80	40	(12)
Ivujivik	40	30	10	0	(20)	(30)	(40)	(50)	(70)	(80)
Kangiqsualujuaq	110	90	70	40	20	0	(20)	(50)	(70)	(90)
Kangiqsujuaq <sup>(1)</sup>	980	950	930	910	890	870	860	840	820	800
Kangirsuk	110	100	90	80	60	50	40	30	20	10
Kuujuuaq	450	350	240	140	30	(70)	(170)	(270)	(370)	(460)
Kuujuarapik <sup>(1)</sup>	1 680	1 640	1 600	1 560	1 520	1 480	1 440	1 410	1 370	1 340
Puvirnituaq	450	380	300	220	140	70	0	(60)	(130)	(190)
Quaqtaq	40	10	(10)	(30)	(50)	(70)	(80)	(100)	(120)	(140)
Salluit	20	(20)	(50)	(90)	(130)	(160)	(190)	(230)	(260)	(290)
Tasiujaq <sup>(1)</sup>	490	480	480	470	460	450	440	430	430	420
Umiujaq	0	(20)	(30)	(50)	(70)	(90)	(110)	(120)	(140)	(150)
<b>Basse-Côte-Nord</b>										
Lac Robertson	1 860	1 750	1 660	1 580	1 520	1 470	1 430	1 400	1 380	1 360
La Romaine	540	500	470	450	430	400	380	360	330	310
Port-Menier	410	400	390	380	370	360	350	350	340	330
<b>Schefferville</b>										
Schefferville <sup>(1)</sup>	1 920	1 710	1 480	1 250	1 020	840	660	500	350	220
<b>Haute-Mauricie</b>										
Clova	30	30	20	20	20	20	20	20	20	20
Obedjiwan <sup>(2)</sup>	540	490	440	400	350	310	260	220	180	140

1. Avec génératrices mobiles pour assurer le respect du critère de fiabilité.

2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

- 1 Pour l'hiver 2016-2017, aucun réseau n'est en déficit de puissance. Les territoires des Îles-  
2 de-la-Madeleine, de la Basse-Côte-Nord, de Schefferville et de la Haute-Mauricie ont des  
3 moyens de production suffisants pour combler les besoins en pointe sur l'ensemble de la  
4 période du Plan. Quant au Nunavik, dès qu'un des réseaux sera en déficit, le Distributeur  
5 appliquera sa stratégie en déployant, lorsque nécessaire et au moment opportun, des  
6 génératrices mobiles, comme cela a été le cas à Kangiqsujuaq, Kuujuarapik et Tasiujaq.

#### 4. CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES

1 Dans l'optique de réduire les coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale,  
2 le Distributeur vise à convertir l'ensemble des réseaux, totalement ou partiellement, à  
3 d'autres sources d'énergie. Pour ce faire, le Distributeur a mis en place un nouveau  
4 processus d'affaires en lançant des appels de propositions, l'objectif étant de solliciter le  
5 marché privé afin que des solutions plus économiques que le mode de production actuel  
6 soient proposées. Ce nouveau processus, ainsi qu'un calendrier préliminaire, ont été  
7 présentés dans le cadre du *Plan stratégique 2016-2020* d'Hydro-Québec<sup>1</sup>.

8 Le processus d'appels de propositions prend en compte les opportunités et les  
9 caractéristiques associées à chacun des réseaux, de même que les besoins de chaque  
10 communauté en vue de choisir les technologies les mieux adaptées. Un nouveau calendrier  
11 a d'ailleurs été mis à jour pour tenir compte des caractéristiques du marché.

12 Quant aux promoteurs qui répondront aux appels de propositions, ils devront satisfaire tant  
13 aux exigences du milieu local qu'à celles du Distributeur. Les exigences du milieu local  
14 portent notamment sur la localisation géographique, le type de partenariat, les retombées  
15 locales ainsi que sur l'acceptabilité sociale. Le Distributeur, quant à lui, établit les exigences  
16 concernant principalement les coûts des approvisionnements ainsi que les considérations  
17 techniques et financières.

##### 4.1. Îles-de-la-Madeleine

18 En octobre 2015, le Distributeur a procédé au lancement d'un appel de propositions visant  
19 un bloc d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW au réseau des Îles-de-la-  
20 Madeleine. La mise en service des éoliennes est prévue à l'horizon 2020.

21 De plus, dans l'optique de poursuivre la conversion des Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur  
22 a entamé deux processus en parallèle.

23 D'une part, le Distributeur a lancé en 2016 une étude d'avant-projet visant le raccordement  
24 du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec.  
25 Cet avant-projet a pour but de préciser le niveau des investissements qui serait requis pour  
26 réaliser un tel projet, lequel consisterait à relier deux circuits de câbles sous-marins à des  
27 postes convertisseurs qui seraient situés à Percé et à Cap-aux-Meules.

28 D'autre part, le Distributeur prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une  
29 solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. À cet effet, une table  
30 d'échange, regroupant le Distributeur et des acteurs de la municipalité, a été mise en place  
31 dans le but de comparer d'autres solutions au raccordement ou au statu quo. Ces échanges  
32 débiteront en novembre 2016 et s'échelonneront jusqu'à la fin de 2017.

---

<sup>1</sup> Voir la page 24.

1 Durant cette période, la première étape de l'avant-projet de raccordement se poursuivra et  
2 devrait se terminer à l'automne 2017. Si les résultats sont concluants, le Distributeur  
3 débutera les travaux de la seconde étape.

4 Au terme de ces deux démarches, prévu à la fin de 2018, le Distributeur retiendra la  
5 meilleure source d'alimentation électrique sur les plans économique, environnemental et  
6 sociétal.

#### 4.2. La Romaine

7 La centrale ayant atteint la fin de sa durée de vie utile, le Distributeur compte procéder au  
8 raccordement du réseau de La Romaine au réseau intégré. Cette solution permettra de  
9 diminuer les coûts d'approvisionnement et d'éliminer les émissions de GES.

10 Ce projet avait déjà été autorisé par la Régie en août 2009 mais, à la suite du premier appel  
11 d'offres lancé en 2010, aucun contrat n'avait été attribué en raison des prix soumis, lesquels  
12 étaient significativement supérieurs aux évaluations présentées au dossier. L'écart de coût  
13 s'expliquait par la complexité du milieu d'accueil et des conditions de réalisation du projet sur  
14 le territoire de la Côte-Nord.

15 Toutefois, des réévaluations réalisées en 2016 par le Distributeur, notamment sur le niveau  
16 des investissements nécessaires pour réaliser le raccordement, confirment les avantages  
17 associés à cette solution par rapport à la construction d'une nouvelle centrale thermique. Le  
18 Distributeur déposera donc une nouvelle demande d'autorisation à cet effet à la Régie en  
19 vue d'une mise en service d'ici 2019.

#### 4.3. Obedjiwan

20 Le Distributeur procédera en novembre 2016 au lancement d'un appel de propositions visant  
21 l'acquisition d'un contrat d'achat d'énergie électrique produite à partir de biomasse forestière  
22 permettant, d'une part, de réduire les coûts et son empreinte environnementale, et d'autre  
23 part, de valoriser la biomasse de la scierie d'Opitciwan. En octobre 2016, le Distributeur a  
24 préalablement diffusé publiquement certaines informations au sujet de ce réseau en vue de  
25 susciter un intérêt avant le lancement de l'appel de propositions. Cette façon de faire pourrait  
26 être utilisée à nouveau pour d'autres réseaux.

27 Les propositions seront déposées d'ici mai 2017 et le choix de la solution retenue est prévu à  
28 l'automne 2017. L'énergie produite permettra une réduction équivalente de production  
29 thermique diesel et une réduction des GES.

#### 4.4. Tasiujaq

30 La centrale thermique Tasiujaq a atteint la fin de sa durée de vie utile. Afin d'assurer la  
31 fiabilité de l'alimentation électrique de ce réseau tout en réduisant les coûts de  
32 fonctionnement de la centrale ainsi que les émissions de GES, le Distributeur prévoit lancer  
33 un appel de propositions pour un projet clé en mains dans le but de remplacer la centrale

1 actuelle. L'appel de propositions visera l'acquisition par le Distributeur d'une nouvelle  
2 centrale dont la production d'électricité pourra inclure des énergies renouvelables.  
3 Une première étape sera amorcée avant la fin de 2016 avec le lancement d'un appel  
4 d'intérêt ouvert à tous. La réception des documents d'intérêt est prévue d'ici le début de  
5 2017. Au terme de la démarche d'intérêt, un appel de propositions sera lancé au printemps  
6 2017 en vue d'un dépôt des propositions à l'automne 2017.

#### 4.5. Autres réseaux

7 Le Distributeur procédera d'ici 2020 à des appels de propositions dans les autres réseaux.  
8 Les modalités de réalisation des projets doivent toutefois être précisées en collaboration  
9 avec les communautés concernées.  
10 Toutefois, en ce qui concerne la conversion des autres réseaux du Nunavik, le Distributeur a  
11 proposé de regrouper les réseaux lors du lancement de l'appel de propositions, et ce, afin de  
12 susciter l'intérêt des promoteurs compte tenu de la faible dimension de plusieurs de ces  
13 réseaux. Présentement, le regroupement proposé est basé sur un découpage géographique  
14 (est/ouest), mais les discussions entreprises avec les parties prenantes pourraient amener à  
15 modifier le critère de découpage.

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

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

#### 5. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

16 Parallèlement à ce plan d'actions, le Distributeur poursuivra sa stratégie actuelle dans le but  
17 de faire face aux déficits de puissance prévus sur l'horizon du Plan.  
18 Ainsi, sur la période du Plan, le Distributeur maintient une stratégie intégrée visant à assurer  
19 la fiabilité à moindre coût des approvisionnements de chaque réseau, et ce, en tenant

1 compte de l'ensemble des moyens de gestion dont il dispose du côté de la demande et de  
2 l'offre. Il priorisera d'abord les interventions en efficacité énergétique afin de réduire les  
3 besoins, puis il procédera, au moment opportun, au déploiement de moyens lui permettant  
4 de retarder l'implantation d'équipements de production permanents.

### 5.1. Interventions en efficacité énergétique

5 À l'instar du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le Distributeur continuera de prioriser les  
6 interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes pour assurer l'équilibre offre-  
7 demande, et ce, à moindre coût.

#### 5.1.1. Utilisation efficace de l'énergie

8 Le tarif dissuasif appliqué aux clients situés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle ainsi que le programme  
9 d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) sont deux importants leviers visant à encourager la  
10 clientèle des réseaux autonomes à utiliser une autre source que l'électricité, produite à partir  
11 d'une centrale thermique, pour le chauffage des locaux. L'objectif est d'une part, de réduire  
12 la charge du Distributeur en période hivernale, et d'autre part, de diminuer le coût des  
13 approvisionnements en combustible. C'est dans cette optique que le Distributeur continue de  
14 s'appuyer sur ces leviers.

15 En octobre 2015, le PUEÉ a été élargi au propane pour le marché résidentiel aux Îles-de-la-  
16 Madeleine, contribuant ainsi à maintenir le bassin de participants. En outre, dans un contexte  
17 de conversion des réseaux autonomes, le Distributeur s'assurera régulièrement de la  
18 rentabilité économique du PUEÉ, et ce, en tenant compte de l'évolution du mode de  
19 production de l'électricité dans ces réseaux. Toutefois, tant que la production d'électricité se  
20 réalisera à partir d'une centrale thermique, le PUEÉ restera un moyen économiquement  
21 rentable à la disposition du Distributeur.

22 Par ailleurs, le Distributeur a fait état de l'utilisation du chauffage électrique d'appoint par  
23 certains clients dans les réseaux autonomes du Nunavik. À cet effet, un comité de liaison  
24 avec les intervenants du Nunavik a été mis sur pied avec l'objectif de déployer de façon plus  
25 efficace les interventions en efficacité énergétique.

26 Aussi, une entente est intervenue entre le Centre intégré de santé et de services sociaux des  
27 Îles et le Distributeur afin que celui-ci récupère de la chaleur résultant de la combustion à la  
28 centrale de Cap-aux-Meules à des fins de chauffage des espaces. L'entente est en vigueur  
29 pour une durée de cinq ans. Au-delà de cette période, l'utilisation de la centrale pour la  
30 récupération de la chaleur dépendra des moyens mis en place pour l'approvisionnement  
31 énergétique de ce réseau.

#### 5.1.2. Économies d'énergie

32 Le Distributeur intervient depuis de nombreuses années en réseaux autonomes en ajustant  
33 ses programmes et interventions aux particularités de chaque réseau.

1 À la fin de 2015, les interventions dans les réseaux autonomes représentaient 16,2 GWh  
2 (4 % des ventes) et une diminution des besoins de puissance de 4 MW (4,3 %). Ces  
3 résultats témoignent d'une bonne performance des programmes d'économie d'énergie du  
4 Distributeur en réseaux autonomes, et ce, malgré des barrières commerciales importantes et  
5 l'éloignement géographique de cette clientèle. Le détail des impacts énergétiques des  
6 programmes du Distributeur en réseaux autonomes se trouve à l'annexe 3E à la pièce  
7 HQD-2, document 2.

8 Le Distributeur continue d'intensifier ses efforts, notamment avec ses programmes  
9 d'éclairage efficace. À ce chapitre, la conversion de l'éclairage public par des luminaires à  
10 DEL est terminée dans tous les réseaux ainsi que l'installation d'ampoules fluocompactes au  
11 marché résidentiel. Par conséquent, le Distributeur vise à compléter le remplacement de  
12 l'ensemble des luminaires auprès de toute sa clientèle en réseaux autonomes d'ici le  
13 prochain plan d'approvisionnement.

14 De plus, concernant le programme d'offre intégrée touchant l'isolation de l'entretoit, les  
15 produits économiseurs d'eau et d'énergie et les DEL pour l'éclairage extérieur, le Distributeur  
16 poursuit ses initiatives aux Îles-de-la-Madeleine et étend cette offre à l'ensemble des réseaux  
17 autonomes où le potentiel le justifie. Le Distributeur maintient également ses programmes  
18 pour les bâtiments et les systèmes industriels, dont certains volets sont bonifiés en réseaux  
19 autonomes. Les clients des réseaux autonomes sont toujours admissibles à ces  
20 programmes, tant pour les économies d'électricité que pour les économies de mazout.

### **5.1.3. Gestion de la demande en puissance (GDP)**

21 Comme le soulignait le Distributeur dans son *Plan d'approvisionnement 2014-2023*,  
22 l'évaluation du PTÉ montrait un potentiel intéressant de GDP, provenant entre autres des  
23 mesures comportementales. Afin d'exploiter ce potentiel, le Distributeur a mis en place des  
24 campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale dans tous les réseaux autonomes. Pour la  
25 période hivernale 2016-2017, une campagne de sensibilisation sera à nouveau déployée sur  
26 l'ensemble des territoires au moyen de messages radiophoniques, d'affiches dans les  
27 endroits publics et de cartons postaux personnalisés. Ces campagnes se poursuivront tant  
28 qu'elles auront un impact positif sur les habitudes d'utilisation de l'énergie en période de  
29 pointe hivernale par la clientèle en réseaux autonomes.

30 Par ailleurs, dans le but d'élargir son portefeuille de moyens afin d'assurer la fiabilité de  
31 l'alimentation des réseaux autonomes tout en minimisant les coûts, le Distributeur a annoncé  
32 sa volonté de réaliser un projet pilote au Nunavik avec les clients propriétaires de  
33 génératrices. Le but de ce projet pilote est d'évaluer la faisabilité technique, pour les clients,  
34 d'effacer leur charge sur le réseau en utilisant leur génératrice, lorsque le Distributeur en  
35 ferait la demande en période de pointe. Le projet serait mis en place pour l'hiver 2016-2017,  
36 après la conclusion d'ententes auprès de certains de ses clients.

1 En parallèle, le Distributeur évaluera le potentiel commercial des mesures de GDP identifiées  
2 dans le PTÉ. Selon les résultats, le Distributeur privilégiera le déploiement des mesures  
3 présentant un potentiel intéressant et bénéficiant au plus grand nombre de clients.

## 5.2. Gestion de l'offre

4 La planification des moyens prend en compte le critère de fiabilité, le contrôle du niveau des  
5 investissements et l'adéquation des besoins et des moyens. Le Distributeur dispose de  
6 divers moyens du côté de l'offre, en sus des capacités déjà installées afin de répondre à la  
7 demande. La stratégie du Distributeur consiste à déployer, au moment opportun, des  
8 moyens qui permettront de retarder l'implantation permanente d'équipements de production.  
9 Au chapitre des moyens supplémentaires, le Distributeur peut avoir recours :

- 10 • à l'utilisation de génératrices mobiles, lesquelles peuvent être déployées rapidement  
11 et redéployées vers d'autres réseaux lorsque nécessaire ;
- 12 • à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan ;
- 13 • au stockage d'énergie.

14 Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet  
15 pilote d'implantation d'unités de stockage.