

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2011-2020
DES RÉSEAUX AUTONOMES**

TABLE DES MATIÈRES

1.	CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	5
1.1.	SOMMAIRE	5
1.2.	TERRITOIRES ET MODES D'ALIMENTATION.....	5
2.	SITUATION ACTUELLE	7
2.1.	HISTORIQUE DES BESOINS 2001-2009	8
2.2.	COMPARAISON DES RÉSULTATS 2007-2009 PAR RAPPORT À LA PRÉVISION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017.....	9
3.	INTERVENTIONS COMMERCIALES.....	11
3.1.	TARIFICATION.....	11
3.2.	CONDITIONS DE SERVICE	11
3.3.	PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	11
3.3.1.	<i>Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes</i>	<i>12</i>
3.3.2.	<i>Programmes d'économie d'énergie.....</i>	<i>13</i>
3.3.3.	<i>Gestion de la consommation.....</i>	<i>14</i>
4.	BESOINS EN ÉLECTRICITÉ 2010-2020.....	15
4.1.	MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	15
4.2.	BESOINS PRÉVUS	16
4.3.	CONTRIBUTION ESTIMÉE DES INTERVENTIONS COMMERCIALES	17
5.	STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT	18
5.1.	ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION THERMIQUE	18
5.1.1.	<i>Critères de planification.....</i>	<i>19</i>
5.1.2.	<i>Suivi du dernier plan d'approvisionnement</i>	<i>20</i>
5.1.3.	<i>Augmentations de puissance requises – horizon 2013</i>	<i>21</i>
5.1.4.	<i>Augmentations de puissance requises – horizon 2020</i>	<i>22</i>
5.2.	AUTRES MODES D'ALIMENTATION.....	22
5.2.1.	<i>Suivi du dernier plan d'approvisionnement</i>	<i>25</i>
5.2.2.	<i>Autres modes d'alimentation – horizon 2013</i>	<i>26</i>
5.2.3.	<i>Autres modes d'alimentation - horizon 2020.....</i>	<i>27</i>
5.2.4.	<i>Réduction potentielle des émissions.....</i>	<i>28</i>
6.	PLAN D'APPROVISIONNEMENT PAR TERRITOIRES	30
6.1.	ÎLES-DE-LA-MADELEINE	30
6.1.1.	<i>Situation actuelle</i>	<i>31</i>
6.1.2.	<i>Suivi – 2008-2010.....</i>	<i>31</i>
6.1.3.	<i>Stratégie retenue – horizon 2013.....</i>	<i>32</i>
6.1.4.	<i>Stratégie retenue – horizon 2020.....</i>	<i>33</i>
6.1.5.	<i>Stratégie d'approvisionnement en carburant</i>	<i>33</i>
6.2.	NUNAVIK	34
6.2.1.	<i>Situation actuelle</i>	<i>34</i>
6.2.2.	<i>Suivi – 2008-2010.....</i>	<i>34</i>
6.2.3.	<i>Stratégie retenue – horizon 2013.....</i>	<i>35</i>
6.2.4.	<i>Stratégie retenue – horizon 2020.....</i>	<i>36</i>
6.2.5.	<i>Stratégie d'approvisionnement en carburant</i>	<i>37</i>

6.3.	BASSE-CÔTE-NORD	37
6.3.1.	<i>Situation actuelle</i>	37
6.3.2.	<i>Suivi – 2008-2010</i>	38
6.3.3.	<i>Stratégie retenue – horizon 2013</i>	38
6.3.4.	<i>Stratégie retenue – horizon 2020</i>	39
6.3.5.	<i>Stratégie d’approvisionnement en carburant</i>	39
6.4.	ANTICOSTI.....	39
6.4.1.	<i>Situation actuelle</i>	39
6.4.2.	<i>Suivi – 2008-2010</i>	39
6.4.3.	<i>Stratégie retenue – horizons 2013 et 2020</i>	40
6.5.	HAUTE-AURICIE	40
6.5.1.	<i>Situation actuelle</i>	40
6.5.2.	<i>Suivi – 2008-2010</i>	40
6.5.3.	<i>Stratégie retenue – horizon 2013</i>	41
6.5.4.	<i>Stratégie retenue – horizon 2020</i>	41
6.5.5.	<i>Stratégie d’approvisionnement en carburant</i>	41
6.6.	SCHEFFERVILLE.....	42
6.6.1.	<i>Situation actuelle</i>	42
6.6.2.	<i>Suivi – 2008-2010</i>	42
6.6.3.	<i>Stratégie retenue – horizon 2013</i>	42
6.6.4.	<i>Stratégie retenue – horizon 2020</i>	42

Liste des tableaux

Tableau 1	Historique – période 2001-2009	8
Tableau 2	Usage interne, pertes de distribution et de transport et services auxiliaires - année 2009 (en GWh)	9
Tableau 3	Comparaison des données publiées 2007-2009 par rapport à la prévision du Plan d'approvisionnement 2008-2017	10
Tableau 4	Besoins prévus – période 2010-2020	16
Tableau 5	Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2008-2017	17
Tableau 6	Contributions des interventions commerciales	18
Tableau 7	Augmentations de puissance prévues dans le Plan d’approvisionnement 2008-2017 – période 2008-2010 (en kW).....	20
Tableau 8	Augmentations de puissance prévues – période 2011-2013 (en kW).....	21
Tableau 9	Réduction potentielle des émissions de CO ₂	29
Tableau 10	Réduction des émissions de CO ₂ provenant du PGEÉ – période 2005-2015.....	30

1. CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1.1. Sommaire

1 Le Plan d'approvisionnement 2011-2020 des réseaux autonomes (le Plan) se compose
2 d'un document principal et d'annexes, ces dernières étant regroupées à la pièce HQD-2,
3 document 2. L'annexe 1 indique la localisation de l'information demandée au Guide de
4 dépôt d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) relative au plan
5 d'approvisionnement des réseaux autonomes et les demandes formulées par la Régie
6 de l'énergie (la Régie) dans le cadre de ses décisions antérieures.

7 Dans le cadre du Plan, des augmentations de puissance aux centrales thermiques
8 existantes de l'ordre de 4,5 MW sont prévues d'ici 2013 afin de respecter le critère de
9 planification et être en mesure de répondre aux besoins en puissance des
10 communautés.

11 D'ici 2020, la croissance annuelle moyenne des besoins consolidés des réseaux prévue
12 est de 1,3 %, pour atteindre 471,5 GWh en 2020, alors que celle de la pointe annuelle
13 est de 1,2 % (passant de 89,7 MW en 2010 à 101,5 MW en 2020). Les besoins
14 additionnels viendront principalement du Nunavik qui connaîtra une très forte croissance
15 démographique.

16 Outre le maintien des programmes commerciaux et de la tarification dissuasive au nord
17 du 53^e parallèle, d'autres modes d'alimentation sont envisageables, selon les réseaux,
18 pour réduire la part de l'énergie thermique, notamment le raccordement au réseau
19 intégré et l'éolien jumelé avec une autre source d'énergie.

1.2. Territoires et modes d'alimentation

20 Les clients des réseaux autonomes se situent dans une zone territoriale vaste, mais peu
21 peuplée. Elle couvre 30 communautés, réparties en six territoires distincts, soit les Îles-
22 de-la-Madeleine, le Nunavik (au nord du 53^e parallèle), la Basse-Côte-Nord,
23 l'Île d'Anticosti (Anticosti), la Haute-Mauricie et Schefferville. Vingt-cinq centrales¹

¹ Y compris les centrales de La Tabatière, Saint-Augustin et de Blanc-Sablon, lesquelles assurent la relève, pour le réseau du Lac-Robertson, en cas de pannes et d'entretien.

1 alimentent ces communautés : deux centrales hydrauliques et vingt-trois centrales
2 thermiques. Les réseaux autonomes comptent une communauté et une centrale
3 thermique de moins que lors du Plan d’approvisionnement 2008-2017², depuis le
4 raccordement au réseau intégré en 2008 du réseau de Wemotaci, situé en
5 Haute-Mauricie.

6 Les centrales thermiques approvisionnaient, à la fin de 2009, 13 584 abonnements sur
7 un total de 16 581, soit 82 % de la clientèle. Les 2 997 autres abonnements sont
8 alimentés à partir des deux centrales hydrauliques.

9 L’annexe 2 présente la situation géographique de chacun des réseaux autonomes et de
10 certaines caractéristiques des centrales les alimentant.

11 ***Îles-de-la-Madeleine***

12 L’archipel des Îles-de-la-Madeleine, situé à 290 kilomètres à l’est de Gaspé, est alimenté
13 en électricité par deux centrales thermiques situées à Cap-aux-Meules et à l’Île d’Entrée.

14 ***Nunavik***

15 Le Nunavik longe la Baie d’Ungava, de Kangiqsualujjuaq au nord-est jusqu’à Salluit au
16 nord, ainsi que la Baie d’Hudson, d’Ivujivik au nord jusqu’à Kuujuarapik et
17 Whapmagoostui au sud. Les conditions climatiques au nord du 53^e parallèle,
18 caractérisées par de longs hivers secs et des étés courts, froids et humides, font que
19 l’accès au territoire ne se fait que par avion, et une ou deux fois l’an par bateau. Le
20 territoire comprend 14 villages inuits et un village cri alimentés par 14 centrales
21 thermiques.

² Dossier R-3648-2007 Phase 2, Demande d’approbation du plan d’approvisionnement du Distributeur 2008-2017.

1 ***Basse-Côte-Nord***

2 La Basse-Côte-Nord comprend sept villages le long de la rive nord du golfe du
3 Saint-Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc-Sablon. Les clients des villages à l'est de
4 La Romaine sont alimentés par la centrale hydraulique du Lac-Robertson, tandis que
5 ceux de la communauté de La Romaine sont desservis par une centrale thermique.

6 ***île d'Anticosti***

7 À l'île d'Anticosti, seul le village de Port-Menier est alimenté par une centrale thermique
8 du Distributeur.

9 ***Haute-Mauricie***

10 La Haute-Mauricie comprend deux localités, dont une communauté Attikameks,
11 alimentées chacune par une centrale thermique.

12 ***Schefferville***

13 Le territoire de Schefferville comprend trois communautés, dont une Naskapi et une
14 autre Innu. La clientèle du territoire de Schefferville est approvisionnée par la centrale
15 hydraulique de Menihek, située au Labrador, en vertu d'un contrat d'achat d'électricité
16 entre le Distributeur et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH)³ maintenant connu
17 sous le nom de Nalcor Energy⁴.

2. SITUATION ACTUELLE

18 À la fin de l'année 2009, les réseaux autonomes comptaient 16 581 abonnements⁵
19 répartis sur les six territoires distincts. Pour l'année 2009, les besoins des réseaux
20 autonomes s'élevaient à 404,1 GWh et la somme des pointes annuelles atteignait

³ Voir le dossier R-3602-2006 phase 1, Demande d'autorisation pour réaliser le projet de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville.

⁴ Créée en 2007, cette corporation de la couronne du gouvernement de Terre-Neuve et Labrador gère les ressources énergétiques de la province. Elle comprend Newfoundland and Labrador Hydro, Churchill Falls, Oil and Gas, Lower Churchill Project et Bull Arm Fabrication.

⁵ Les 16 581 abonnements totaux des réseaux autonomes à la fin de l'année 2009 se composent de 13 997 abonnements résidentiels et agricoles et de 2 584 abonnements non résidentiels et agricoles.

1 86,7 MW, pour une puissance installée de 164,2 MW. Ces données par territoires et par
2 réseaux sont fournies à l'annexe 3.

2.1. Historique des besoins 2001-2009

3 Le tableau suivant présente l'historique consolidé du nombre d'abonnements
4 résidentiels et agricoles, des besoins en énergie et en puissance des réseaux
5 autonomes et de la puissance installée des centrales.

6 **TABLEAU 1**
7 **HISTORIQUE – PÉRIODE 2001-2009**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ²	2008 ³	2009	Crois. annuelle moy. 2001-2009
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	11 642	11 836	12 008	12 326	12 458	12 760	13 021	13 420	13 997	2,3%
Ventes d'énergie (en GWh)	263,4	289,5	297,4	305,8	299,1	294,9	331,9	358,2	352,8	3,7%
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	44,1	38,2	36,6	34,9	44,6	48,5	36,8	42,6	51,3	1,9%
Production d'énergie (en GWh)	307,5	327,9	334,1	340,7	343,7	343,4	368,7	400,8	404,1	3,5%
Pointe annuelle (en MW) ¹	70,7	70,0	70,5	72,9	70,4	74,4	87,4	88,8	86,7	2,6%
Puissance installée (en MW)	143,0	142,3	143,4	143,4	145,2	145,7	165,9	163,7	164,2	1,7%

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

² Incluant Schefferville à partir de l'automne 2007.

8 ³ Le réseau de Wemotaci a été raccordé au réseau intégré en septembre 2008.

9 En 2009, l'ensemble des réseaux autonomes comptait 13 997 abonnements résidentiels
10 et agricoles, soit 2 355 de plus qu'en 2001.

11 La production d'énergie est passée de 307,5 GWh en 2001 à 404,1 GWh en 2009.
12 Quant à la pointe annuelle (somme des pointes annuelles par réseaux), elle était de
13 70,7 MW en 2001 et de 86,7 MW en 2009. Outre la croissance des besoins, ces
14 données reflètent l'impact de l'acquisition du réseau de Schefferville à l'automne 2007
15 (+9,7 GWh en 2007 et +9,5 MW à la pointe 2007-2008) et du raccordement du réseau
16 de Wemotaci au réseau intégré en septembre 2008 (environ -5,9 GWh par année et
17 -1,2 MW par année à la pointe).

18 Le taux de pertes de distribution et de transport pour 2009 s'est chiffré à 8,0 %. Le
19 tableau suivant présente les résultats consolidés de 2009 pour l'usage interne, les
20 pertes de distribution et de transport et les services auxiliaires.

1 **TABLEAU 2**
2 **USAGE INTERNE, PERTES DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT ET SERVICES AUXILIAIRES -**
3 **ANNÉE 2009 (EN GWh)**

2009	
Usage interne (en GWh)	3,2
Pertes de distribution et de transport (en GWh) ¹	28,5
Services auxiliaires (en GWh)	<u>19,6</u>
Total	<u>51,3</u>

4 ¹ Taux de pertes de transport et de distribution de 8%, calculés sur la somme des ventes et de l'usage interne.

5 L'historique détaillé des besoins par territoires et par réseaux est présenté à l'annexe 4.
6 L'usage interne, les pertes et les services auxiliaires de 2009 par territoires et par
7 réseaux sont présentés à l'annexe 5.

2.2. Comparaison des résultats 2007-2009 par rapport à la prévision du Plan d'approvisionnement 2008-2017

8 Pour les années 2007 et 2009, les ventes réelles ont été inférieures à ce qui avait été
9 prévu au Plan d'approvisionnement 2008-2017. L'écart observé s'explique
10 essentiellement par l'écart de prévision pour le réseau de Schefferville. D'une part, lors
11 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, l'acquisition du réseau autonome par
12 Hydro-Québec était prévue pour le début de 2007 tandis qu'elle s'est faite seulement à
13 l'automne 2007. D'autre part, la prévision du réseau de Schefferville a été surestimée.
14 Ainsi, ces éléments sont responsables d'un écart de -35,4 GWh pour 2007, de
15 -12,5 GWh pour 2008 et de -13,4 GWh en 2009. Pour l'année 2008, les ventes réelles
16 ont été supérieures à celles prévues en raison du raccordement du réseau de
17 Wemotaci, qui avait été prévu pour le 1^{er} janvier 2008 lors du Plan d'approvisionnement
18 2008-2017 et qui a plutôt été réalisé en septembre 2008.

19 Pour ce qui est de la puissance, les écarts sont moindres que ceux observés en énergie
20 puisque les délais de prise en charge du réseau de Schefferville n'ont pas eu de
21 conséquence sur la prévision de la pointe du réseau. En fait, le réseau étant devenu la
22 propriété d'Hydro-Québec à l'automne 2007, la pointe 2007-2008 du réseau de
23 Schefferville a été intégrée tel que prévu dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017.

1 Conséquemment, les écarts en puissance montrés au tableau 3 pour le réseau de
 2 Schefferville sont uniquement attribuables à la surestimation de la prévision en énergie.
 3 Ainsi, lorsque le réseau de Schefferville est retranché de l'ensemble de la période, les
 4 ventes et les pointes annuelles sont supérieures à la prévision du dernier plan
 5 d'approvisionnement. Les Îles-de-la-Madeleine, le réseau du Lac-Robertson ainsi que la
 6 plupart des réseaux du Nunavik ont connu une croissance plus forte que prévue au
 7 cours des trois dernières années. Par exemple, pour le Nunavik, en ce qui a trait aux
 8 abonnements résidentiels et agricoles, la croissance moyenne sur la période 2006-2009
 9 a été de 213 unités alors que le Distributeur avait prévu 81 nouveaux abonnements par
 10 année. La croissance 2001-2006 a quant à elle été de 103 unités par année en
 11 moyenne.

12 **TABLEAU 3**
 13 **COMPARAISON DES DONNÉES PUBLIÉES 2007-2009 PAR RAPPORT**
 14 **À LA PRÉVISION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**

	2007	2008	2009
Ventes d'énergie (en GWh)			
Données publiées	331,9	358,2	352,8
Plan d'approvisionnement 2008-2017	352,8	357,2	361,4
Écart par rapport au Plan 2008-2017	-21,0	1,0	-8,6
dont écart sur Schefferville	-35,4	-12,5	-13,4
sans Schefferville	14,5	13,5	4,8
Pointe annuelle (en MW) ¹			
Données publiées	87,4	88,8	86,7
Plan d'approvisionnement 2008-2017	87,1	85,6	86,7
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,3	3,2	0,0
dont écart sur Schefferville	-1,8	-1,5	-1,6
sans Schefferville	2,1	4,7	1,6

15 ¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

3. INTERVENTIONS COMMERCIALES

3.1. Tarification

1 Au nord du 53^e parallèle, un tarif dissuasif est appliqué afin de limiter l'usage de
2 l'électricité aux besoins de base. Ce tarif favorise le maintien du mazout comme source
3 d'énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau.

4 Au sud du 53^e parallèle, la tarification est la même en réseaux autonomes que pour le
5 réseau intégré, conformément au principe d'uniformité territoriale.

3.2. Conditions de service

6 Les abonnements reliés à un réseau autonome sont assujettis aux Conditions de service
7 d'électricité approuvées par la Régie. Les dispositions des Conditions de service
8 d'électricité ne s'appliquent pas au service d'électricité excédant 1 000 kilovoltampères
9 (kVA) à partir d'un réseau autonome⁶.

10 De plus, pour les abonnements d'un réseau autonome situés au nord du 53^e parallèle, si
11 le nouveau branchement alimente des charges de chauffage des locaux ou de l'eau, le
12 requérant doit payer les « frais spéciaux de raccordement pour réseau autonome »
13 prévus aux tarifs d'électricité au lieu des « frais de mise sous tension ». Ces frais
14 s'appliquent également lors d'une conversion à l'électricité d'un système de chauffage
15 des locaux ou de l'eau⁷.

3.3. Programmes d'efficacité énergétique

16 Les coûts relativement élevés de la production au moyen de groupes électrogènes ont
17 amené le Distributeur à mettre en place des programmes d'efficacité énergétique
18 adaptés aux particularités des différents réseaux autonomes. Ceux-ci couvrent
19 principalement deux axes de l'efficacité énergétique, soit l'utilisation efficace de l'énergie
20 et l'économie d'énergie.

⁶ Article 1.2 des Conditions de service d'électricité.

⁷ Article 15.4 des Conditions de service d'électricité.

3.3.1. Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes

1 Dans les réseaux autonomes avec production d'électricité à partir de combustible fossile
2 (centrale thermique), les programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) visent à
3 privilégier l'utilisation du mazout ou d'une combinaison mazout-bois comme source
4 d'énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau afin de réduire la consommation
5 d'électricité.

6 La clientèle résidentielle adhérente aux PUEÉ bénéficie d'une réduction de 30 % de ses
7 frais de chauffage des locaux et de l'eau par rapport à un client utilisant l'électricité pour
8 une consommation équivalente⁸.

9 La description des PUEÉ ainsi que les tarifs applicables à chacun des réseaux
10 autonomes sont présentés à l'annexe 6.

11 ***Performance des PUEÉ***

12 Aux Îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne
13 veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale), indépendamment des mesures
14 offertes pour favoriser la conversion de leur système de chauffage. Le Distributeur
15 estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine qui
16 pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité
17 au mazout. Les constats sont les mêmes pour le PUEÉ - Anticosti.

18 Lorsque requis, le Distributeur peut modifier ou ajouter des volets d'un PUEÉ particulier,
19 afin de maintenir ou d'en augmenter le taux d'adhésion. Le Distributeur a ainsi ajusté
20 son PUEÉ - Anticosti en 2006⁹. Au cours de la prochaine année, le PUEÉ – Îles-de-la-
21 Madeleine fera l'objet d'une réflexion sur les moyens possibles pour consolider le taux
22 d'adhésion au mazout, particulièrement chez la clientèle affaires.

23 Pour ce qui est du réseau de La Romaine, cette communauté n'a jamais été réceptive à
24 l'utilisation du mazout comme mode de chauffage, malgré l'existence d'un PUEÉ

⁸ À l'exception de la clientèle résidentielle du réseau de Clova.

Pour plus de détails concernant la méthode de calcul de la compensation pour le prix du mazout, voir la réponse à la question 16.7 du GRAME à la pièce HQD-3, document 6 du dossier R-3648-2007 Phase 2, Demande d'approbation du plan d'approvisionnement du Distributeur 2008-2017.

⁹ Section 4, de la pièce HQD-1, document 2, du dossier R-3584-2005, Demande d'approbation du budget 2006 du Plan global en efficacité énergétique.

1 économiquement rentable pour les clients. Le Distributeur considère donc qu'il n'y a pas
2 de possibilité d'implanter cette mesure.

3 La pénétration du chauffage au mazout est près de 100 % à Opitciwan et au Nunavik.

3.3.2. Programmes d'économie d'énergie

4 Les programmes d'économie d'énergie du Plan global en efficacité énergétique du
5 Distributeur (PGEÉ) sont offerts à tous les clients, y compris ceux des réseaux
6 autonomes. Ces programmes sont présentés à la Régie dans le cadre des demandes
7 du Distributeur relatives à l'établissement des tarifs d'électricité. Depuis le dossier
8 R-3584-2005¹⁰, le Distributeur maintient ses orientations à court et à long termes telles
9 que déposées dans le cadre de ses demandes budgétaires annuelles du PGEÉ. Afin de
10 saisir toutes les opportunités, le Distributeur révisé constamment son approche
11 commerciale en vue de l'adapter au contexte particulier des réseaux autonomes et aux
12 opportunités offertes en efficacité énergétique.

13 Les adaptations spécifiques aux réseaux autonomes apportées à plusieurs
14 programmes, depuis 2006, visent à réduire les principales barrières rencontrées dans
15 ces réseaux : faible densité de population dispersée sur un vaste territoire, prévalence
16 de l'utilisation du mazout pour le chauffage des locaux, coûts d'approvisionnement plus
17 élevés et faible disponibilité des biens et services. Ce sont des barrières que l'on
18 retrouve en régions éloignées, et non uniquement en réseaux autonomes. À ces
19 barrières s'ajoutent, dans certains cas, la langue et les spécificités culturelles.

20 Les adaptations spécifiques peuvent prendre la forme d'un accompagnement de la
21 clientèle et des détaillants, ainsi qu'une participation active des intervenants locaux dans
22 la promotion des produits et la traduction d'outils de communication. Il faut préciser
23 qu'en plus du prix des produits et services plus élevé, toute intervention commerciale
24 spécifique implique une augmentation des coûts de programmes.

¹⁰ Dossier R-3584-2005, Demande d'approbation du budget 2006 du Plan global en efficacité énergétique.

1 ***Performance du PGEÉ en réseaux autonomes***

2 La performance du PGEÉ en réseaux autonomes peut être évaluée par le potentiel
3 exploitable sur une base commerciale atteint par les programmes.

4 Selon l'évaluation de 2005¹¹, le potentiel technico-économique (PTÉ) d'économies
5 d'électricité sur un horizon de cinq ans est estimé à 58,3 GWh sur 139,5 GWh
6 équivalents¹². Compte tenu des différentes barrières de marché, le Distributeur estime
7 que le potentiel d'économies d'électricité exploitable sur une base commerciale serait de
8 23,0 GWh. Les mesures relatives à l'enveloppe thermique des bâtiments représentent
9 2,5 GWh de ce potentiel. Puisque ces mesures sont sous la responsabilité de l'Agence
10 de l'efficacité énergétique, la performance du Distributeur doit s'établir en fonction d'un
11 potentiel de 20,5 GWh.

12 Les résultats anticipés du PGEÉ en réseaux autonomes montrent que 30 % du potentiel
13 exploitable sur une base commerciale en économies d'électricité sera atteint en 2010 et,
14 qu'en 2015, près de 70 % sera atteint¹³.

3.3.3. Gestion de la consommation

15 Le Distributeur a analysé les diverses mesures de réduction de la puissance pouvant
16 être implantées chez les clients des secteurs commercial, institutionnel et industriel des
17 réseaux autonomes, notamment les accumulateurs thermiques et la puissance
18 interruptible¹⁴. Pour ces deux mesures, aucun cas ne semble présenter actuellement un
19 potentiel suffisant pour contribuer significativement aux besoins de puissance du
20 Distributeur. Dans le cas de la puissance interruptible, l'absence de clients industriels
21 ou, dans le cas des Îles-de-la-Madeleine, leur faible nombre en activité pendant la
22 période hivernale constituent les principaux freins à l'implantation de cette mesure. Dans
23 le cas des accumulateurs thermiques, les problématiques rencontrées dans le réseau

¹¹ Section 2.1 de la pièce HQD-1, document 2 du dossier R-3584-2005.

¹² Soit les économies d'électricité et de mazout potentiellement réalisables, les économies de mazout étant converties en kilowatts équivalents.

¹³ Les données du PGEÉ en réseaux autonomes présentées dans les dossiers tarifaires incluent les économies de mazout converties en kilowatts équivalents.

¹⁴ Réponse à la question 79.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie dans le cadre du dossier R-3740-2010, HQD-13, document 1, page 203.

1 intégré s'appliquent également aux réseaux autonomes et ce, sans compter un plus
2 faible nombre de clients potentiels¹⁵.

3 Pour les clients résidentiels qui utilisent l'électricité pour le chauffage de l'eau, le
4 Distributeur continuera de promouvoir l'implantation de mesures de réduction de
5 puissance, telles les chauffe-eau à trois éléments.

4. BESOINS EN ÉLECTRICITÉ 2010-2020

4.1. Méthodologie de la prévision de la demande

6 La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en
7 puissance, se fonde sur l'analyse des historiques des prévisions effectuées ainsi que sur
8 la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires
9 et la prévision de construction de nouveaux bâtiments. La prévision de la production
10 d'énergie comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport
11 et les services auxiliaires des centrales.

12 La prévision de la demande repose sur l'hypothèse du maintien des interventions
13 commerciales, soit les programmes d'utilisation efficace de l'énergie, les conditions de
14 service spécifiques et la tarification dissuasive actuellement en vigueur au nord du
15 53^e parallèle. Depuis 2006, la réduction de la demande d'électricité attribuable aux
16 programmes du PGEÉ est également prise en compte dans la prévision de la demande
17 d'électricité.

18 L'établissement de la prévision de la demande sans les programmes d'utilisation
19 efficace de l'énergie et la tarification dissuasive suppose des conversions massives vers
20 le chauffage électrique des locaux et de l'eau dès la première année de l'abandon de
21 ces interventions commerciales, soit en 2010 dans le contexte du présent plan
22 d'approvisionnement.

¹⁵ Voir la section 1.2 de la pièce HQD-1, document 1.

4.2. Besoins prévus

1 Le tableau suivant présente les besoins en électricité des réseaux autonomes en
 2 supposant le maintien des interventions commerciales. La croissance annuelle moyenne
 3 prévue de la production consolidée des réseaux autonomes est de 1,3 %, alors que
 4 celle de la pointe annuelle est de 1,2 %.

5 **TABLEAU 4**
 6 **BESOINS PRÉVUS – PÉRIODE 2010-2020**

en GWh sauf indication contraire	2010	2011	2012 ²	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance annuelle moy. 2010-2020	Croissance 2010-2020
Nombre d'abonnements résidentiels et agric.	14 214	14 466	14 707	14 574	14 791	15 007	15 230	15 453	15 662	15 872	16 072	1,2%	13,1%
Ventes après PGEE	366,5	370,9	377,1	369,0	375,2	381,8	388,8	395,8	402,6	409,6	416,6	1,3%	13,7%
PGEE	7,7	10,0	10,9	11,6	12,2	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	5,0%	62,2%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	47,6	48,4	49,2	49,3	50,0	50,8	51,6	52,5	53,3	54,1	54,9	1,4%	15,3%
Production d'énergie	414,1	419,3	426,3	418,3	425,2	432,6	440,4	448,2	455,9	463,7	471,5	1,3%	13,8%
Pointe annuelle (en MW) ¹	89,7	90,9	88,7	90,1	91,7	93,3	94,9	96,5	98,2	99,8	101,5	1,2%	13,2%
Puissance installée (en MW)	165,7	168,2	162,6	164,5	171,0	175,4	176,4	177,6	178,3	179,2	181,4		
Puissance garantie (en MW)	98,7	100,1	96,2	97,2	102,7	106,0	106,7	108,2	108,4	109,0	110,3		
Réserve en puissance (en MW)	9,1	9,2	7,4	7,0	11,0	12,7	11,8	11,6	10,3	9,2	8,8		

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

7 ² Le raccordement de La Romaine au réseau intégré est prévu dès l'hiver 2012-2013.

8 Comme le montre le tableau 5, la prévision de la demande d'électricité en énergie des
 9 réseaux autonomes du Plan est inférieure à celle du Plan d'approvisionnement
 10 2008-2017 sur l'ensemble de l'horizon. Cette révision à la baisse s'explique d'une part
 11 par le raccordement du réseau de La Romaine au réseau intégré, qui n'était pas prévu
 12 lors du dernier plan d'approvisionnement. Ce raccordement est maintenant prévu dès
 13 l'hiver 2012-2013. D'autre part, les objectifs des programmes du PGEE ont été revus à
 14 la hausse, réduisant la demande de près de 5 GWh supplémentaires à l'horizon 2015.

15 La croissance des ventes d'énergie 2007-2017 apparaît, quant à elle, plus forte que
 16 celle prévue dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017. Toutefois, en excluant
 17 l'impact du délai de prise en charge du réseau Schefferville et la surestimation de la
 18 prévision de ce réseau en 2007¹⁶, la croissance des ventes d'énergie est plutôt revue à
 19 la baisse pour la période 2007-2017.

¹⁶ Voir la section 2.2.

1 Pour ce qui est de la prévision de la demande en puissance, celle du Plan est
 2 supérieure à celle du Plan d'approvisionnement 2008-2017 sur la période 2007-2011,
 3 alors qu'elle est inférieure sur la période 2012-2017. Ce retournement s'explique par le
 4 raccordement du réseau de La Romaine au réseau intégré. En effet, sans ce dernier
 5 évènement, la prévision de la demande en puissance du présent plan
 6 d'approvisionnement serait supérieure sur tout l'horizon de prévision.

7 La mise à jour des facteurs d'utilisation retenus pour les fins de la prévision en
 8 puissance explique la révision à la hausse de la prévision de la demande en puissance,
 9 pendant que la prévision de la demande en énergie est revue à la baisse.

10 **TABLEAU 5**
 11 **COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance 2007-2017
Ventes d'énergie (en GWh)												
Plan d'approvisionnement 2011-2020 ^{2,3}	331,9	358,2	352,8	366,5	370,9	377,1	369,0	375,2	381,8	388,8	395,8	63,9
Plan d'approvisionnement 2008-2017 ²	352,8	363,1	361,4	366,6	372,8	379,6	386,3	393,1	399,9	407,0	414,1	61,2
Écart par rapport au Plan 2008-2017	-21,0	-4,9	-8,6	-0,1	-2,0	-2,4	-17,3	-18,0	-18,1	-18,2	-18,3	2,7
dont écart sur La Romaine							-14,4	-14,8	-15,2	-15,7	-16,2	
Pointe annuelle (en MW) ¹												
Plan d'approvisionnement 2011-2020 ^{2,3}	87,4	88,8	86,7	89,7	90,9	88,7	90,1	91,7	93,3	94,9	96,5	9,2
Plan d'approvisionnement 2008-2017 ²	87,1	85,6	86,7	88,0	89,5	91,1	92,6	94,2	95,9	97,6	99,3	12,2
Écart par rapport au Plan 2008-2017	0,3	3,2	0,0	1,6	1,4	-2,4	-2,5	-2,6	-2,6	-2,7	-2,7	-3,0
dont écart sur La Romaine						-3,7	-3,8	-3,9	-4,0	-4,2	-4,3	

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

² Le réseau de Wemotaci a été raccordé au réseau principal en septembre 2008.

³ Le raccordement de La Romaine au réseau intégré est prévu dès l'hiver 2012-2013.

12

13 La prévision des besoins en énergie et en puissance par réseaux ainsi que la
 14 comparaison de la prévision des ventes d'énergie et des pointes annuelles par territoires
 15 et par réseaux par rapport à celle du Plan d'approvisionnement 2008-2017, sont
 16 présentées à l'annexe 7.

4.3. Contribution estimée des interventions commerciales

17 Comme l'illustre le tableau 6, à l'horizon 2020, les interventions commerciales
 18 (programmes d'utilisation efficace de l'énergie, tarification et conditions de fournitures
 19 spécifiques au nord du 53^e parallèle) permettent de réduire les besoins en énergie et en
 20 puissance de respectivement 280,7 GWh et 98,0 MW. De 2010 à 2020, si les
 21 interventions commerciales sont maintenues, la croissance prévue des besoins en
 22 énergie sera de 13,8 %. Si elles étaient abandonnées, toujours par rapport aux besoins

1 avec interventions commerciales de 2010, cette croissance serait plutôt de 81,6 %,
 2 passant de 414,1 GWh à 752,1 GWh. En puissance, la croissance prévue des besoins
 3 de 2010 à 2020 est de 13,2 %, lorsque les interventions commerciales sont maintenues.
 4 Sans leur maintien, la croissance serait plutôt de 122,4 % (passant de 89,7 MW à
 5 199,5 MW).

6 **TABLEAU 6**
 7 **CONTRIBUTIONS DES INTERVENTIONS COMMERCIALES**

en GWh sauf indication contraire	2010	2011	2012 ²	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance annuelle moy. 2010-2020	Croissance 2010-2020
Nombre d'abonnements résidentiels et agric.	14 214	14 466	14 707	14 574	14 791	15 007	15 230	15 453	15 662	15 872	16 072	1,2%	13,1%
Ventes après PGÉE	366,5	370,9	377,1	369,0	375,2	381,8	388,8	395,8	402,6	409,6	416,6	1,3%	13,7%
PGÉE	7,7	10,0	10,9	11,6	12,2	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	5,0%	62,2%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	47,6	48,4	49,2	49,3	50,0	50,8	51,6	52,5	53,3	54,1	54,9	1,4%	15,3%
Production d'énergie	414,1	419,3	426,3	418,3	425,2	432,6	440,4	448,2	455,9	463,7	471,5	1,3%	13,8%
Pointe annuelle (en MW) ¹	89,7	90,9	88,7	90,1	91,7	93,3	94,9	96,5	98,2	99,8	101,5	1,2%	13,2%
Sans interventions commerciales													
Ventes après PGÉE	569,1	576,1	587,3	584,4	596,2	609,0	622,6	636,5	650,3	664,5	678,6	1,8%	19,2%
PGÉE	9,1	12,3	13,2	13,9	14,6	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	5,0%	63,5%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	62,9	63,4	64,5	64,9	66,0	67,2	68,5	69,8	71,0	72,3	73,5	1,6%	16,8%
Production d'énergie	632,0	639,5	651,8	649,4	662,3	676,2	691,1	706,2	721,3	736,7	752,1	1,8%	19,0%
Pointe annuelle (en MW) ¹	165,9	168,5	168,1	171,4	175,0	178,9	182,9	187,0	191,1	195,3	199,5	1,9%	20,2%
Contribution des interventions commerciales													
Production d'énergie	217,9	220,3	225,5	231,1	237,1	243,6	250,7	258,0	265,4	273,0	280,7		
Pointe annuelle (en MW) ¹	76,3	77,6	79,4	81,3	83,4	85,6	88,0	90,4	92,9	95,4	98,0		

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

² Le raccordement de La Romaine au réseau intégré est prévu dès l'hiver 2012-2013.

8

9 Les besoins en énergie et en puissance par territoires et par réseaux avec maintien et
 10 abandon des interventions commerciales pour les dix prochaines années, de même
 11 qu'un sommaire par territoires aux horizons 2013 et 2020, sont présentés aux annexes 7
 12 et 8 respectivement.

5. STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

13 Les caractéristiques des équipements des centrales thermiques ou hydrauliques
 14 existantes sont fournies à l'annexe 9.

5.1. Équipements de production thermique

15 La production thermique locale, au moyen de groupes électrogènes, assure
 16 principalement l'alimentation des clients des réseaux autonomes. La production
 17 thermique est une technologie simple, connue, fiable et facile d'entretien. Elle présente

1 également l'avantage d'être relativement économique (installation et exploitation), de
2 fournir de l'énergie et de la puissance de façon permanente et de ne pas être sujette aux
3 aléas du vent, de l'ensoleillement et des apports hydriques.

4 D'ici 2013, le moyen le plus fiable et sécuritaire pour alimenter les besoins
5 supplémentaires des clients demeure majoritairement l'ajout ou le remplacement de
6 groupes électrogènes, au besoin. Le choix d'équipement est fait en considérant la
7 fiabilité, le coût et le rendement. Dans tous les cas, le Distributeur met en œuvre la
8 solution réalisable au moindre coût.

9 Par ailleurs, lorsque des projets d'augmentation de puissance semblent requis, le
10 Distributeur tient compte dans ses analyses des mesures d'efficacité énergétique,
11 incluant les mesures de gestion de la consommation, qui pourraient être optimisées ou
12 implantées. L'impact énergétique des mesures d'économie d'énergie est alors intégré à
13 la prévision de la demande des projets.

5.1.1. Critères de planification

14 Le Distributeur base sa planification des équipements thermiques sur la puissance
15 garantie des centrales, afin de minimiser le risque de perte d'alimentation. La puissance
16 garantie se compose de deux critères : un critère de disponibilité (N-1) et un critère de
17 stabilité (90 %). L'équation qui en résulte est la suivante :

18
$$\text{PUISSANCE GARANTIE} = (N-1) * 90 \%$$

19 Le critère de disponibilité (N-1) correspond à la puissance installée de la centrale, moins
20 celle du groupe le plus puissant. L'application de ce critère assure l'alimentation de tous
21 les clients en période de pointe, même si le groupe le plus puissant est indisponible. Le
22 risque qu'un groupe soit indisponible est réduit par la maintenance régulière des
23 équipements. Un plan d'urgence est établi pour chacun des réseaux en cas de panne
24 majeure sur plus d'un groupe.

25 Notons que le critère de disponibilité est différent pour la centrale de Cap-aux-Meules
26 des Îles-de-la-Madeleine, étant donné la capacité importante de chaque groupe
27 (11,2 MW), comparativement à ceux des autres centrales thermiques (maximum de
28 1,6 MW). Le temps requis pour l'entretien d'un tel groupe est important et le critère de
29 disponibilité retenu permet de faire l'entretien, de façon plus économique, tout au long

1 de l'année, tout en ayant toujours des groupes en nombre suffisant. La puissance
2 garantie est déterminée à partir de l'équation suivante :

3
$$\text{PUISSANCE GARANTIE} = (N-2) * 90 \%$$

4 Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité de (N-1) ou (N-2). L'application
5 de ce critère permet d'absorber de façon sécuritaire les variations brusques de charge,
6 ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.

7 Par ailleurs, lors de l'évaluation des projets d'augmentation de puissance, le Distributeur
8 considère le rendement de différents moteurs possibles afin de maximiser celui-ci et
9 ainsi contribuer aux efforts de diminution des coûts d'exploitation dans les réseaux
10 autonomes.

11 La méthodologie et les hypothèses pour définir la puissance garantie des installations
12 n'ont pas changé depuis la présentation du dernier plan d'approvisionnement.

13 Les prochaines sections résument les augmentations de puissance réalisées depuis le
14 dernier plan d'approvisionnement et celles prévues aux horizons 2013 et 2020. La
15 stratégie par territoire est présentée à la section 6.

5.1.2. Suivi du dernier plan d'approvisionnement

16 **TABLEAU 7**
17 **AUGMENTATIONS DE PUISSANCE PRÉVUES DANS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT**
18 **2008-2017 – PÉRIODE 2008-2010 (EN kW)**

Centrale	2008	2009	2010	2008-2010	Réel 2008-2010
Inukjuak	0	850	0	850	768
Opitciwan	0	1 225	0	1 225	0
Clova	0	0	240	240	0
Kuuujuaq	0	0	1 870	1 870	1 870
Total	0	2 075	2 110	4 185	2 638

19

20 L'augmentation de puissance à la centrale d'Inukjuak a eu lieu tel que prévu par le
21 remplacement d'un groupe existant (400 kW) par un plus puissant. Toutefois, la

1 puissance nominale du nouveau groupe est passée de 1 250 kW à 1 168 kW pour des
2 considérations d'exploitation. La puissance garantie prévue reste cependant la même.

3 Le projet d'augmentation de puissance à la centrale d'Opitciwan, par le remplacement
4 d'un groupe existant (600 kW) par un plus puissant, a été retardé par des discussions
5 plus longues que prévues avec la communauté concernant son approbation. Le projet
6 devrait être mis en service en 2011.

7 Il était prévu d'ajouter un groupe électrogène de 240 kW à l'extérieur de la centrale de
8 Clova, en 2010. Étant donné l'augmentation de charge moins importante que prévue,
9 l'ajout ne s'est pas concrétisé (voir la section 6.5.2).

10 La nouvelle centrale de Kuujjuaq devrait être complétée et mise en service d'ici la fin de
11 l'année 2010, telle que prévue.

12 Pour les autres réseaux autonomes, aucune augmentation de puissance n'était prévue à
13 l'horizon 2010 et aucune ne fut réalisée.

5.1.3. Augmentations de puissance requises – horizon 2013

14
15

TABLEAU 8
AUGMENTATIONS DE PUISSANCE PRÉVUES – PÉRIODE 2011-2013 (EN kW)

Centrale	2011	2012	2013	2011-2013
Opitciwan	1 280			1 280
Puvirnituq	1 280			1 280
Kangirsuk		100		100
Kuujjuarapik			1 880	1 880
Total	2 560	100	1 880	4 540

16

17 En 2011, il est prévu de mettre en service le projet d'augmentation de puissance à la
18 centrale d'Opitciwan, annoncé lors du dernier plan d'approvisionnement. La puissance
19 nominale de ce groupe a toutefois été revue à la hausse passant de 1 825 kW à
20 1 880 kW pour des considérations d'exploitation sans toutefois avoir d'impact sur la
21 puissance garantie.

1 Les augmentations de puissance prévues d'ici 2013 sont requises afin de respecter le
2 critère de planification et ainsi être en mesure de répondre aux besoins des
3 communautés.

4 Il est prévu de mettre en service en 2011 à la centrale de Puvirnituk un groupe de
5 1 880 kW en remplacement de celui de 600 kW existant.

6 À la centrale de Kangirsuk, quelques modifications mineures sont à faire afin d'être en
7 mesure d'augmenter la capacité de production des deux groupes de 400 kW à 450 kW
8 en 2012.

9 L'ajout d'un groupe de 1 880 kW est aussi prévu à la centrale de Kuujuarapik en 2013.

10 Par ailleurs, les centrales de Cap-aux-Meules et de Tasiujaq feront face à des
11 dépassements de puissance garantie d'ici 2013 (voir les sections 6.1.3 et 6.2.3).
12 Compte tenu des délais de réalisation des projets d'augmentation de puissance, des
13 mesures de mitigation¹⁷ seront mises en place afin d'assurer la sécurité
14 d'approvisionnement des clients.

15 La centrale d'Akulivik présente déjà un dépassement de sa puissance garantie. Afin de
16 pallier au manque de puissance, le Distributeur a installé une génératrice d'urgence près
17 de la centrale (voir la section 6.2.2).

5.1.4. Augmentations de puissance requises – horizon 2020

18 Entre 2014 et 2020, la hausse des besoins nécessitera une augmentation de la
19 puissance installée de 16,9 MW, pour atteindre 181,4 MW à la fin de 2020.

5.2. Autres modes d'alimentation

20 Une des orientations du Distributeur est de répondre aux besoins en électricité en
21 favorisant les énergies renouvelables¹⁸. Cet engagement tient autant pour les réseaux
22 autonomes que pour le réseau intégré. Ainsi, le Distributeur vise à réduire le recours aux
23 centrales diesels et l'utilisation des carburants fossiles pour l'alimentation électrique des

¹⁷ L'éventail des mesures de mitigation visant à pallier, de façon temporaire, aux augmentations de besoins comprend l'utilisation d'une génératrice d'urgence et les mesures de gestion de la consommation.

¹⁸ *Plan stratégique 2009-2013* d'Hydro-Québec, page 54.

1 réseaux autonomes. À cet effet, il poursuit une stratégie globale, où pour l'ensemble des
2 réseaux autonomes, les moyens de réduire la consommation de carburants sont
3 étudiés, tout en adoptant une approche spécifique, de façon à déterminer la solution
4 optimale pour chacun des réseaux.

5 Outre le maintien des interventions commerciales, plusieurs solutions sont
6 envisageables, selon les réseaux, pour réduire la part de l'énergie thermique :

- 7 • le raccordement au réseau intégré ;
- 8 • le jumelage éolien-diesel (JED) ;
- 9 • l'hydroélectricité incluant le jumelage hydraulique-diesel et les hydroliennes ;
- 10 • la valorisation de la chaleur excédentaire ;
- 11 • la production d'électricité à partir de la biomasse forestière.

12 Tous les projets visant le remplacement des équipements de production thermique du
13 Distributeur, incluant le raccordement au réseau intégré, devront être économiquement
14 rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par
15 les communautés concernées.

16 Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a intensifié ses efforts pour
17 mettre en place des solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production
18 d'électricité et le chauffage des locaux et il poursuit sa démarche. Cependant, la piste la
19 plus prometteuse pour la production d'électricité demeure, pour l'instant, le jumelage
20 éolien pour la plupart des communautés. La technologie éolienne est relativement
21 mature et représente un potentiel élevé au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine. Pour
22 l'hydraulique, le réseau d'Inukjuak présente un potentiel intéressant. Concernant la
23 biomasse forestière, les réseaux d'Opitciwan et de Port-Menier présentent des
24 ressources suffisantes, mais la rentabilité de ces projets reste toutefois encore à
25 démontrer. La plupart des autres technologies présentement disponibles sont immatures
26 ou ne permettent pas de réduire les coûts.

27 De plus, dans tous les projets, le Distributeur évalue la perspective et, selon le cas,
28 s'associe avec des tierces parties dans l'élaboration et la mise en œuvre de projets
29 d'efficacité énergétique, d'intégration de technologies d'énergie renouvelable et de
30 récupération de chaleur.

1 Dans le cas des programmes d'économie d'énergie, le Distributeur privilégie, lorsque
2 possible, l'implication des communautés locales car le succès de certaines approches
3 commerciales dépend dans plusieurs cas de leur appui. Les ressources externes
4 peuvent être amenées à participer à la conception des programmes par la réalisation
5 d'études de marché et en contribuant à l'identification et à l'évaluation des mesures
6 d'efficacité énergétique. Le comité Nunavik est un exemple de ressources externes
7 utilisées à cette fin. Au niveau du développement, le Distributeur fait également appel
8 aux ressources externes, de préférence locales, pour la formation des intervenants, pour
9 le développement d'outils informatiques et de systèmes de gestion. Enfin, au niveau du
10 déploiement des programmes, le Distributeur s'associe aux intervenants locaux pour
11 faire la promotion des produits économiseurs et des comportements efficaces ou encore
12 pour réaliser des interventions dans les résidences et les bâtiments.

13 D'autres exemples d'associations concernent la production d'énergie à partir de l'éolien.
14 Dans le cas du JED, le Distributeur veut travailler avec des firmes possédant de
15 l'expérience dans ce type de projet (voir les sections 6.1.2 et 6.2.2). Il participe
16 également au projet pilote d'une firme d'ingénierie québécoise visant à tester une
17 nouvelle technologie (voir la section 5.2.3).

18 Le Distributeur n'écarte pas la possibilité d'acheter de l'électricité de centrales
19 appartenant à des communautés ou de constituer des partenariats avec ces
20 communautés pour la construction et l'exploitation d'équipements de production
21 d'électricité à partir d'énergie éolienne, de l'hydraulique ou de la biomasse forestière. Le
22 Distributeur est notamment en discussion avec les communautés d'Inukjuak et
23 d'Opitciwan pour l'achat d'énergie.

24 Les scénarios éventuels de remplacement de l'énergie thermique, dans chacun des
25 territoires, sont décrits à la section 6. Les prochaines sections résument les principales
26 activités réalisées depuis le dernier plan d'approvisionnement et les stratégies qui seront
27 mises en œuvre aux horizons 2013 et 2020.

5.2.1. Suivi du dernier plan d'approvisionnement

1 Raccordement au réseau intégré

2 Le Distributeur a raccordé la communauté de Wemotaci au réseau intégré en 2008,
3 conformément à ce qui avait été prévu au dernier plan d'approvisionnement (voir la
4 section 6.5.2).

5 Jumelage éolien-diesel (JED)

6 Le Distributeur a précisé le modèle d'affaires de JED le mieux adapté au Nunavik et aux
7 Îles-de-la-Madeleine (voir les sections 6.1.2 et 6.2.2). Le Distributeur poursuit les
8 discussions avec les communautés concernées afin de s'assurer de leur collaboration
9 pour les projets pilotes et, éventuellement, pour les campagnes anémométriques à venir
10 et le déploiement du JED.

11 Les campagnes anémométriques réalisées à Kangiqsualujjuaq et Akulivik sont
12 terminées. Les deux endroits présentent un potentiel éolien intéressant. Le Distributeur
13 a entamé des démarches pour la réalisation d'un projet pilote de JED à
14 Kangiqsualujjuaq. Un second projet pilote de JED au Nunavik est toujours prévu à
15 Akulivik. Le but des projets pilotes est de réaliser éventuellement un JED dans les
16 communautés du Nunavik où l'on prévoit un avantage économique.

17 Le Distributeur a effectué des démarches en vue de la réalisation d'un projet de JED aux
18 Îles-de-la-Madeleine, en complément de la centrale thermique de Cap-aux-Meules.

19 Autres sources d'énergie alternatives

20 Le Distributeur a envisagé la possibilité d'utiliser la chaleur excédentaire d'une centrale
21 thermique soit pour produire de l'énergie électrique, soit pour les besoins de chauffage
22 des clients.

23 Ainsi, la production de l'énergie électrique à partir de la chaleur excédentaire de la
24 centrale thermique d'Opitciwan a été examinée. Une analyse préliminaire a démontré
25 que les coûts de fabrication et d'installation des systèmes requis sont présentement
26 beaucoup trop élevés pour rencontrer une rentabilité économique. Devant ce constat, le
27 Distributeur n'a pas effectué d'études additionnelles mais entend poursuivre sa vigie.

1 Parmi les projets envisagés visant à fournir la chaleur excédentaire pour les fins du
2 chauffage des locaux des clients, seul un projet aux Îles-de-la-Madeleine semble
3 présenter une rentabilité acceptable (voir la section 6.1.3). Deux autres projets au
4 Nunavik, à Kuujjuaq et à Kangiqsualujjuaq, ont fait l'objet d'une analyse préliminaire
5 mais, étant donné la distance des clients de la source de chaleur ainsi que les coûts de
6 fourniture et d'installation impliqués, ils n'ont pas été retenus.

5.2.2. Autres modes d'alimentation – horizon 2013

7 Raccordement au réseau intégré

8 Le Distributeur prévoit raccorder la communauté de La Romaine au réseau intégré à
9 l'automne 2012¹⁹ (voir la section 6.3.3). Tel que mentionné dans l'état d'avancement
10 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, ce délai ne devrait pas affecter la
11 sécurité d'approvisionnement de la communauté.

12 Un projet de raccordement est présentement envisagé pour Clova. Le cas échéant, une
13 mise en service pourrait être attendue pour la fin 2013 (voir la section 6.5.3).

14 Jumelage éolien-diesel (JED)

15 Le Distributeur poursuivra les démarches entreprises pour la réalisation des deux projets
16 pilotes de JED à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq au Nunavik (voir la section 6.2.3).

17 Il poursuivra également les démarches pour la réalisation du projet de JED à
18 Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine (voir la section 6.1.3).

19 Autres sources d'énergie alternatives

20 Le Distributeur est présentement en discussion avec les représentants de la
21 communauté pour la réalisation d'un projet de production hydraulique à Inukjuak (voir la
22 section 6.2.3). Par ailleurs, il vient d'entamer des discussions avec la communauté
23 d'Opitciwan pour la réalisation d'un projet de production d'électricité à partir de la
24 biomasse forestière. Dans les deux cas, il s'agit d'un projet de vente d'électricité
25 proposé par la communauté au Distributeur.

¹⁹ Dans sa décision D-2009-080, la Régie a autorisé le Distributeur à réaliser le projet de raccordement du village de La Romaine en 2011 au réseau intégré.

5.2.3. Autres modes d'alimentation - horizon 2020

1 Raccordement au réseau intégré

2 À l'horizon 2020, le raccordement d'autres communautés au réseau intégré pourrait être
3 envisagé, voire réalisé. Ainsi, conformément aux conventions signées par les Cris,
4 Hydro-Québec et la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), l'hypothèse du
5 raccordement de la communauté de Whapmagoostui au réseau intégré à l'horizon 2020
6 est plausible, mais très peu probable (voir la section 6.2.4).

7 Le raccordement au réseau intégré est également possible, à cet horizon, pour les
8 réseaux des Îles-de-la-Madeleine (voir la section 6.1.4) et d'Opitciwan (voir la
9 section 6.5.4).

10 Jumelage éolien-diesel (JED)

11 En fonction des résultats des projets pilotes à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq, le
12 Distributeur réalisera éventuellement du JED dans les réseaux autonomes du Nunavik
13 présentant un avantage économique, si de tels projets sont accueillis favorablement par
14 les milieux concernés.

15 Autres sources d'énergie alternatives

16 Le Distributeur poursuit sa vigie technologique des autres énergies alternatives à la
17 production thermique.

18 Le Distributeur a collaboré avec la firme RSW dans le cadre d'un projet pilote sur les
19 hydroliennes. En première mondiale, la firme a installé en 2010 une hydrolienne de
20 250 kW²⁰ dans les eaux du fleuve Saint-Laurent à Montréal. La prochaine étape
21 consiste à identifier un site au Nunavik où, en fonction des résultats du projet pilote,
22 cette technologie pourrait être testée dans les conditions extrêmes du Grand Nord
23 québécois.

²⁰ À l'origine, deux prototypes d'hydrolienne de 250 kW étaient prévus.

5.2.4. Réduction potentielle des émissions

1 Le tableau 9 montre une estimation de la réduction des émissions de CO₂ qui pourrait
2 être réalisée par le remplacement d'une partie – ou de la totalité dans certains cas - de
3 la production thermique par de l'énergie de source renouvelable ou par le raccordement
4 au réseau intégré. L'estimation est réalisée en considérant que tous les scénarios
5 envisagés et probables se réaliseraient à l'horizon du Plan. Les quantités d'émissions et
6 de réductions de CO₂ sont basées sur les données réelles 2009 et présentées à titre
7 indicatif seulement.

8 On peut évaluer que l'ensemble des projets, théoriquement réalisables ou en voie de
9 réalisation, pourraient permettre à terme une réduction des émissions de CO₂ de l'ordre
10 de 173 056 tonnes par an, soit une réduction de 85 %. Le Distributeur mentionne
11 cependant que certains de ces projets pourraient ne pas se réaliser s'ils ne répondaient
12 pas aux critères d'acceptabilité du milieu et de rentabilité économique.

13 Dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017, sur la base des projets alors envisagées
14 et des données réelles d'émissions de 2005, la réduction estimée était de l'ordre de
15 41 000 tonnes de CO₂ ou 21 % des émissions totales.

16 Pour le JED au Nunavik, les pourcentages de réduction sont les mêmes qu'au dernier
17 plan d'approvisionnement. Ils seront mis à jour suite au résultat de l'évaluation du projet
18 pilote de Kangiqsualujjuaq.

19 Le projet hydraulique à Inukjuak permettrait de remplacer toute la production thermique
20 de la centrale actuelle.

21 Les projets de raccordement au réseau intégré présentent le plus grand potentiel de
22 réduction des émissions. Le village de Wemotaci est déjà raccordé et diminue les
23 émissions de près de 2 %. En fin de période, près de 75 % des émissions pourrait être
24 évitées par les raccordements au réseau intégré.

1
 2
 3

TABLEAU 9
RÉDUCTION POTENTIELLE DES ÉMISSIONS DE CO₂
(TONNES DE CO₂ PAR AN)

CENTRALE	Émissions CO ₂ Tonnes/an	Scénarios envisagés	Réduction CO ₂ Tonnes/an	Réduction CO ₂ %
Nunavik				
Akulivik	1 956	JED	978	
Aupaluk	842	JED	526	
Inukjuak	5 890	Hydraulique	5 890	
Ivujivik	1 229	JED	614	
Kangihsualujuaq	2 907	JED	1 615	
Kangihsujuaq	2 579	JED	1 161	
Kangirsuk	2 300	JED	1 035	
Kuujuaq	12 047	JED	3 475	
Kuujuarapik	7 412	JED	2 895	
Puvirnituq	6 154	JED	2 249	
Quaqtaq	1 480	JED	423	
Salluit	4 569	JED	1 729	
Tasiujaq	1 561	JED	780	
Umiujaq	1 565	JED	963	
Total	52 491 26%		24 333	46%
Basse-Côte-Nord				
La Romaine	9 375	Raccordement	9 375	
La Tabatière	0	Aucun		
Blanc-Sablon	0	Aucun		
Saint-Augustin	0	Aucun		
Total	9 375 5%		9 375	100%
Anticosti				
Port-Menier ¹	3 169 2%	Biomasse	0	0%
Haute-Mauricie				
Opitciwan ¹	8 126	Biomasse ou raccordement	8 126	
Wemotaci ²	3 600	Raccordé	3 600	
Clova	583	Raccordement	583	
Total	12 309 6%		12 309	100%
Iles-de-la-Madeleine				
Cap-aux-Meules	126 290	JED et raccordement	126 290	
L'Île-d'Entrée	748	Raccordement	748	
Total	127 038 62%		127 038	100%
Total des réseaux	204 382		173 055	85%

 4
 5
 6
 7
 8

Note 1 : La réduction des émissions de CO₂ des projets de production d'électricité à partir de la biomasse forestière remplaçant la production thermique n'a pas encore été évaluée.

Note 2 : Réseau raccordé au réseau intégré en 2008, quantités de CO₂ du dernier plan d'approvisionnement.

1 Le tableau 10 présente une estimation de la réduction cumulative d'émissions de CO₂
 2 réalisée et prévue provenant des programmes du PGEÉ, en supposant que le mode de
 3 production d'électricité de 2009 est inchangé, à l'exception du réseau de La Romaine
 4 qui sera raccordé au réseau intégré à l'automne 2012. En 2009, les programmes du
 5 PGEÉ ont permis d'éviter environ 2 % des émissions de CO₂ de l'ensemble des réseaux
 6 autonomes. En 2015, ces programmes devraient avoir permis la réduction de
 7 7 494 tonnes de CO₂.

8 **TABLEAU 10**
 9 **RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂ PROVENANT DU PGEÉ – PÉRIODE 2005-2015**
 10 **(TONNES DE CO₂ CUMULÉES)**

	2005 *	2006 *	2007 *	2008 *	2009 *	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<u>Basse Côte Nord</u>											
Lac-Robertson	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Romaine	0	0	14	15	66	211	214	215	0	0	0
<u>Anticosti</u>	1	7	10	28	31	37	41	42	50	52	53
<u>Schefferville</u>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>Îles-de-la-Madeleine</u>											
Cap-aux-Meules	247	640	818	2 906	3 672	3 923	4 527	4 783	5 089	5 249	5 409
L'Île-d'Entrée	2	5	6	47	55	56	73	76	79	82	84
<u>Haute Mauricie</u>											
Clova	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Opitciwan	2	4	6	8	66	90	96	97	112	127	128
<u>Nunavik</u>											
Akulivik	0	0	0,1	0,4	1,3	17	48	62	70	76	78
Aupaluk	0	0	0,02	0,1	0,5	6	18	23	26	29	29
Inukjuak	0	0	0,2	1,0	3,6	49	134	174	199	216	220
Ivujivik	0	0	0,03	0,2	0,7	9	25	33	37	41	41
Kangiqlualjuuaq	0	0	0,1	0,5	1,6	21	59	76	87	94	96
Kangiqlujuaq	0	0	0,1	0,4	1,4	19	52	68	77	84	85
Kangirsuk	0	0	0,1	0,4	1,5	20	55	72	82	89	90
Kuujuuaq	0	0	0,4	28	34	126	302	383	434	469	477
Kuujuuarapik	0	0	0,2	0,9	3,2	44	120	156	178	193	197
Puvirnituq	0	0	0,2	1,0	3,6	49	134	173	198	215	218
Quaqtac	0	0	0,04	0,2	0,8	11	29	38	43	47	48
Salluit	0	0	0,1	0,7	2,6	35	95	123	141	153	155
Tasiujaq	0	0	0,03	0,2	0,6	8	23	30	34	37	38
Umiujaq	0	0	0,04	0,2	0,8	11	30	39	44	48	49
Total des réseaux	252	657	857	3 110	3 945	4 743	6 075	6 660	6 982	7 299	7 494

* Estimation à partir des données réelles du PGEÉ

6. PLAN D'APPROVISIONNEMENT PAR TERRITOIRE

6.1. Îles-de-la-Madeleine

12 La population des Îles-de-la-Madeleine comptait pour 44 % de la clientèle et 46 % des
 13 besoins en électricité dans les réseaux autonomes en 2009. Selon les prévisions, ces

1 proportions tendront à diminuer au cours des prochaines années étant donné une
2 croissance démographique relativement lente comparativement à celles du Nunavik et
3 de la Haute-Mauricie.

6.1.1. Situation actuelle

4 À la fin de l'année 2009, les deux centrales thermiques des Îles-de-la-Madeleine, situées
5 à Cap-aux-Meules et à l'Île d'Entrée, desservait 7 371 abonnements. Au cours de
6 l'année 2009, les deux centrales ont produit 185,7 GWh et la somme de leurs pointes
7 annuelles était de 39,1 MW. La puissance installée des deux centrales est de 68,2 MW.
8 La centrale de L'Île-d'Entrée compte pour une faible fraction de ces données, soit
9 environ 0,6 %.

6.1.2. Suivi – 2008-2010

10 Conformément à la stratégie soumise dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017, les
11 installations ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients des Îles-de-la-
12 Madeleine à l'horizon 2010.

13 Dans le cadre de la mise en œuvre du projet de JED, en complément de la centrale de
14 Cap-aux-Meules, le Distributeur a complété les études de réseaux et les exigences
15 techniques préliminaires d'intégration du futur parc éolien. Afin d'effectuer une étude
16 économique paramétrique du projet, le Distributeur a réalisé une revue technologique
17 auprès d'entreprises possédant de l'expérience dans ce type de projet.

18 Le Distributeur a défini le modèle d'affaires applicable à ce projet. Il vise à intégrer au
19 réseau environ 5 MW d'énergie éolienne. Comme les éoliennes seront de puissance et
20 de technologie comparables à celle du réseau intégré, le Distributeur prévoit conclure un
21 contrat d'achat d'énergie éolienne avec un producteur qui, selon sa proposition, pourrait
22 travailler en partenariat avec le milieu. Le producteur serait propriétaire du parc éolien
23 avec, le cas échéant, la communauté. Le Distributeur sera propriétaire du système de
24 jumelage.

25 Dans le cadre de cette démarche, le Distributeur vise premièrement à travailler avec une
26 firme possédant de l'expérience en intégration d'énergie éolienne sur un réseau
27 alimenté au diesel. Pour ce faire, le Distributeur a complété le processus d'un appel de
28 candidatures afin de retenir des entreprises qui ont l'expérience nécessaire. Il a ensuite

1 lancé un appel de propositions pour la réalisation d'une étude complète d'intégration au
2 réseau. Les propositions de deux firmes sont présentement en analyse. La firme choisie
3 sera annoncée d'ici la fin de l'année 2010. L'étude d'intégration va permettre de préciser
4 le concept, les coûts et l'échéancier du projet. Outre la conception, la firme choisie
5 pourrait également être responsable de la fourniture et de l'installation du système de
6 jumelage, selon le contenu de sa proposition. Après la réalisation de cette étude
7 d'intégration, un appel de propositions pour l'achat d'énergie éolienne devrait être lancé.

6.1.3. Stratégie retenue – horizon 2013

8 Avec le maintien des programmes d'utilisation efficace de l'énergie et en tenant compte
9 des économies d'énergie découlant du PGEÉ aux Îles-de-la-Madeleine, des besoins de
10 19,8 MW seront effacés dans l'archipel.

11 La centrale de L'Île-d'Entrée sera en mesure de répondre aux besoins des clients du
12 territoire qu'elle alimente d'ici 2013.

13 La centrale de Cap-aux-Meules devrait faire face toutefois à un dépassement d'environ
14 0,6 MW de sa puissance garantie (40,2 MW) en 2013. Le Distributeur envisage
15 augmenter la puissance installée à la centrale thermique. La puissance du groupe
16 choisie permettra également d'optimiser la pénétration de l'énergie éolienne sur le
17 réseau dans le cadre de la mise en œuvre du projet de JED. Comme un projet de cette
18 envergure ne pourra être mis en service d'ici 2013, des mesures de mitigations, qui
19 restent à définir, seront mises en place afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement
20 des clients.

21 Le Distributeur poursuivra la mise en œuvre du projet de JED, en complément de la
22 centrale de Cap-aux-Meules.

23 Par ailleurs, le Distributeur discute présentement avec un client en vue de lui fournir de
24 la chaleur excédentaire provenant de la centrale de Cap-aux-Meules en remplacement
25 de son système de chauffage au mazout. L'évaluation préliminaire démontre une
26 rentabilité du projet. Le client est situé près de la centrale thermique et son système de
27 chauffage doit être remplacé puisqu'il arrive à la fin de sa vie utile. Une étude
28 d'avant-projet sera réalisée afin de préciser les coûts d'investissement requis pour le

1 raccordement du client. Si le projet s'avérait toujours avantageux, il pourrait être réalisé
2 dès 2011.

6.1.4. Stratégie retenue – horizon 2020

3 Avec le maintien des interventions commerciales, les besoins en énergie atteindront
4 208,5 GWh en 2020. Les besoins en pointe s'élèveront à 44,6 MW en 2020. Les deux
5 centrales des Îles-de-la-Madeleine seront en mesure de répondre aux besoins du
6 territoire avec l'augmentation de puissance prévue à la centrale de Cap-aux-Meules. De
7 plus, l'énergie éolienne devrait alors permettre de diminuer la consommation de
8 carburant de la centrale de Cap-aux-Meules.

9 Par ailleurs, un balisage réalisé auprès d'une compagnie possédant des groupes de
10 production semblables à ceux de la centrale de Cap-aux-Meules a permis de réévaluer
11 à la hausse la durée de vie des groupes électrogènes estimée dans le cadre du Plan
12 d'approvisionnement 2008-2017. En effet, les groupes électrogènes devaient atteindre
13 la fin de leur vie utile à partir de 2017. L'évaluation actuelle prévoit la fin de leur vie utile
14 à partir de 2023. Le remplacement des six groupes électrogènes de la centrale de
15 Cap-aux-Meules devrait donc s'étaler de 2023 à 2028.

16 À plus long terme, le raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré et le
17 démantèlement des centrales thermiques est une option envisageable. Une demande
18 sera déposée à Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) à l'automne 2010 afin de
19 réaliser une étude d'avant-projet sur l'option de raccordement avec la Gaspésie. Le
20 choix du raccordement des Îles-de-la-Madeleine n'aura pas d'impact sur le besoin
21 d'augmentation de la puissance de la centrale de Cap-aux-Meules et sur le projet de
22 JED.

6.1.5. Stratégie d'approvisionnement en carburant

23 La centrale de Cap-aux-Meules utilise principalement du mazout lourd. Pour
24 l'approvisionnement en carburant, le Distributeur fait appel à la concurrence (cinq
25 compagnies pétrolières et deux distributeurs indépendants). Le Distributeur vise à
26 réduire ses coûts d'approvisionnement en ajustant ses critères d'achat, en étudiant
27 différentes formules de prix, en se gardant la possibilité d'exercer des options de
28 prolongation et en conservant des relations avec plusieurs fournisseurs en vue de

1 maintenir leur intérêt à approvisionner la centrale. Le Distributeur a un contrat avec
2 Kildair Services, lequel vient à échéance le 28 février 2011 avec possibilité d'exercer
3 une option additionnelle d'une année.

4 La centrale de L'Île-d'Entrée utilise du diesel. Après appel à la concurrence aux deux
5 pétrolières présentes aux Îles-de-la-Madeleine, un contrat a été attribué aux Pétroles
6 Irving sur la base de prix indexés. Le contrat vient à échéance le 31 août 2011.

6.2. Nunavik

7 Le Nunavik comptait pour près de 31 % de la clientèle des réseaux autonomes en 2009
8 et ses besoins en électricité pour 18 %. Selon les prévisions, la proportion de cette
9 clientèle tendra à augmenter au cours des prochaines années, étant donné une très
10 forte croissance démographique.

6.2.1. Situation actuelle

11 En 2009, les 14 centrales au nord du 53^e parallèle desservaient 5 087 abonnements.
12 Cette année-là, elles ont produit 74,4 GWh et la somme de leurs pointes annuelles
13 s'élevait à 13,8 MW. La puissance installée sur ce territoire est de 28 MW.

14 Des tarifs dissuasifs spécifiques sont en vigueur au nord du 53^e parallèle qui assurent le
15 maintien du mazout comme source de chauffage des locaux et de l'eau.

6.2.2. Suivi – 2008-2010

16 Conformément aux prévisions du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (voir la
17 section 5.1.2), le Distributeur a réalisé l'augmentation de puissance prévue à la centrale
18 d'Inukjuak (768 kW en 2009). La nouvelle centrale de Kuujjuaq (1 870 kW) devrait
19 également être mise en service d'ici la fin de l'année 2010.

20 La puissance garantie de la centrale d'Akulivik a été dépassée pendant la période 2008-
21 2010. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients, en attendant la
22 construction de la nouvelle centrale, une génératrice d'urgence de 545 kW a été
23 installée à Akulivik. Un programme de réduction de la demande a été considéré, mais
24 n'a pas été retenu, car il ne permettait pas de retarder l'augmentation de puissance à la
25 centrale d'Akulivik. En effet, cette communauté chauffe au mazout et n'a pas de clients

1 majeurs délestables. L'analyse portant sur les mesures de réduction de la demande
2 sera présentée dans le cadre de la demande d'autorisation du projet d'une nouvelle
3 centrale thermique à Akulivik. Cette demande d'autorisation spécifique devrait être
4 déposée à la Régie en 2011. La mise en service de la nouvelle centrale est maintenant
5 prévue au plus tôt en 2015.

6 Aucune autre augmentation de puissance n'a été nécessaire pour les centrales du
7 Nunavik.

8 Les campagnes anémométriques réalisées à Kangiqsualujjuaq et Akulivik sont
9 terminées. Les deux endroits présentent un potentiel éolien intéressant²¹. La tour de
10 mesure de Kangiqsualujjuaq a été démantelée. Celle d'Akulivik est toujours en place et
11 devrait être démantelée en 2010.

12 Le Distributeur a défini le modèle d'affaires pour l'éolien au Nunavik qui est différent de
13 celui des Îles-de-la-Madeleine. Pour le Nunavik, le Distributeur vise à être propriétaire du
14 parc éolien et du système de jumelage. Cette décision est justifiée par plusieurs
15 éléments, notamment l'éloignement des sites, les difficultés logistiques, la petitesse des
16 réseaux et l'utilisation d'éoliennes de moindre capacité que sur le réseau intégré. Tous
17 ces éléments viennent diminuer la marge de profit d'un éventuel promoteur ainsi que
18 son intérêt. Dans le cadre de cette démarche, le Distributeur désire travailler avec une
19 firme possédant de l'expérience dans ce type de projet. Ainsi, le Distributeur a réalisé un
20 appel de candidatures, puis un appel de propositions afin de choisir une firme
21 expérimentée qui pourra favoriser la réussite des projets éoliens dans le Grand Nord. La
22 firme choisie sera connue d'ici la fin de 2010. Elle serait responsable de la conception,
23 de la fourniture et de l'installation du système de jumelage et du parc éolien, selon le
24 contenu de sa proposition. Les firmes en compétition sont les mêmes que celles qui se
25 sont manifestées pour le projet de JED aux Îles-de-la-Madeleine.

6.2.3. Stratégie retenue – horizon 2013

26 Avec le maintien des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification
27 dissuasive, la majorité des centrales du Nunavik seront en mesure de répondre aux
28 besoins de leur clientèle respective d'ici 2013.

²¹ État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, page 38.

1 Cependant, une augmentation de puissance sera requise aux centrales de Puvirnituaq
2 (1 280 kW en 2011), de Kangirsuk (100 kW en 2012) et de Kuujjuarapik (1 880 kW en
3 2013) (voir la section 5.1.3).

4 À la centrale de Tasiujaq, la puissance garantie devrait être dépassée à la pointe de
5 l'hiver 2013-2014. Comme les délais de réalisation du projet ne permettent pas de
6 mettre en service un groupe pour 2013, des mesures de mitigations à définir seront
7 mises en place afin d'être en mesure de répondre à la demande.

8 À l'horizon 2013, le Distributeur poursuivra les démarches entreprises pour la réalisation
9 des deux projets pilotes de JED à Kangiqsualujjuaq et à Akulivik. Le Distributeur vise à
10 mettre en service le projet pilote à Kangiqsualujjuaq au plus tôt en 2015. Le projet pilote
11 de JED à Akulivik sera lancé au moment opportun afin d'être en mesure de le mettre en
12 service un an après l'arrivée de la nouvelle centrale. Cette stratégie permet de diminuer
13 les risques lors de la mise en service des deux projets. La centrale sera entièrement
14 fonctionnelle avant l'arrivée du projet pilote éolien. Dans cette optique, la date de mise
15 en service prévue du projet pilote de JED à Akulivik serait au plus tôt en 2016.

16 Par ailleurs, le Distributeur, ayant été approché par la communauté d'Inukjuak, discute
17 présentement avec la Pituvik Landholding Corporation pour un projet d'achat d'énergie à
18 partir d'une centrale hydraulique de 8 MW. En cas de réalisation de ce projet, la centrale
19 thermique actuellement en place devrait être conservée en réserve froide afin d'assurer
20 le critère de fiabilité.

6.2.4. Stratégie retenue – horizon 2020

21 En incluant les projets prévus à l'horizon 2013, plus de la moitié des centrales actuelles
22 auront besoin d'augmentation de puissance afin d'être en mesure de répondre aux
23 besoins de leur clientèle respective d'ici 2020, malgré le maintien des programmes
24 d'efficacité énergétique et de la tarification dissuasive. Des augmentations de puissance
25 devront être réalisées aux centrales d'Inukjuak, de Kangiqsualujjuaq, de Kangiqsujuaq,
26 de Kangirsuk, de Puvirnituaq, de Salluit, de Tasiujaq et d'Umiujaq.

27 À l'horizon 2020, le raccordement d'autres communautés au réseau intégré pourrait être
28 envisagé, voire réalisé. Ainsi, *La Convention La Grande (1986)* — signée le 6 novembre
29 1986 par les Cris, Hydro-Québec et la SEBJ — prévoit le raccordement au réseau

1 intégré des communautés cries de Whapmagoostui, Eastmain, Wemindji, Waskaganish
2 et Oujé-Bougoumou. À ce jour, seule la communauté de Whapmagoostui n'est pas
3 raccordée. Le 7 février 2002, les Cris, Hydro-Québec et la SEBJ ont signé une
4 convention prévoyant le raccordement de Whapmagoostui au réseau intégré lorsque la
5 communauté sera reliée au réseau routier du Québec, ce qui ne semble pas prévu à
6 court terme. Bien que l'hypothèse du raccordement de la communauté à l'horizon 2020
7 demeure plausible, elle est très peu probable.

8 En complément ou en remplacement de la production thermique, la stratégie
9 d'approvisionnement au Nunavik prévoit le recours au JED et, éventuellement, à
10 l'hydraulique ou au jumelage hydraulique-diesel incluant des hydroliennes. Dans tous
11 les cas, les projets éventuels devront recevoir un accueil favorable des communautés
12 concernées.

6.2.5. Stratégie d'approvisionnement en carburant

13 Les centrales du Nunavik fonctionnent au diesel. Il n'existe aucune concurrence en
14 matière de distribution de produits pétroliers au Nunavik, la Fédération des Coopératives
15 du Nouveau-Québec (FCNQ) exerçant un monopole sur l'ensemble du territoire. Ainsi,
16 le Distributeur a un contrat de cinq ans avec la FCNQ avec deux options de prolongation
17 de cinq ans chacune venant à échéance le 31 août 2017 pour 11 des 14 centrales du
18 Nunavik. Pour les trois autres centrales (Kangiqualujuaq, Kuujuaq et Quaqtq) des
19 négociations avec Nunavik Pétro se poursuivent. Nunavik Pétro est une filiale de la
20 FCNQ et le nouvel opérateur des installations appartenant à Shell.

6.3. Basse-Côte-Nord

21 La Basse-Côte-Nord comptait pour 16 % de la clientèle des réseaux autonomes en 2009
22 et ses besoins en électricité pour environ 21 %. La population de la Basse-Côte-Nord se
23 chauffe majoritairement à l'électricité. C'est pourquoi la proportion des besoins
24 d'électricité de ce territoire au sein des réseaux autonomes est relativement importante.

6.3.1. Situation actuelle

25 À la fin de l'année 2009, on comptait 2 648 abonnements sur le territoire.

1 Le réseau de la centrale hydraulique du Lac-Robertson dessert la population de la
2 Basse-Côte-Nord, en aval de La Romaine. Par ailleurs, trois centrales thermiques
3 assurent la relève, en cas de panne à la centrale hydraulique. Ces centrales sont
4 situées à Blanc-Sablon, à Saint-Augustin et à La Tabatière.

5 La communauté de La Romaine est alimentée par une centrale thermique.

6 Les centrales de la Basse-Côte-Nord ont produit 85,9 GWh au cours de 2009 et la
7 somme de leurs pointes annuelles était de 19,9 MW, pour une puissance installée de
8 39,4 MW.

9 Aucun programme d'utilisation efficace de l'énergie, visant l'utilisation du mazout comme
10 source de chauffage, n'est offert à la clientèle du réseau du Lac-Robertson. À
11 La Romaine, le programme d'utilisation efficace de l'énergie en vigueur s'adresse
12 uniquement à la clientèle résidentielle. Cependant, cette clientèle n'a jamais été
13 réceptive à l'utilisation du mazout pour ses besoins de chauffage.

6.3.2. Suivi – 2008-2010

14 Conformément aux prévisions du Plan d'approvisionnement 2008-2017, les installations
15 ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de la Basse-Côte-Nord à
16 l'horizon 2010.

6.3.3. Stratégie retenue – horizon 2013

17 Les centrales actuelles de la Basse-Côte-Nord, avec une puissance installée de
18 39,4 MW, sont en mesure de répondre aux besoins en électricité de leurs clientèles d'ici
19 2013.

20 Le Distributeur prévoit raccorder la communauté de La Romaine au réseau intégré à
21 l'automne 2012. Le Distributeur en réalise présentement l'ingénierie. La centrale
22 thermique de La Romaine sera par la suite conservée en réserve froide, de façon à
23 assurer une alimentation de secours rapidement disponible, jusqu'à la construction
24 d'une route reliant le village au réseau routier du Québec.

6.3.4. Stratégie retenue – horizon 2020

1 Les besoins en énergie atteindront 80,9 GWh en 2020. Les besoins en pointe
2 s'élèveront à 18,7 MW. Le réseau du Lac-Robertson est en mesure de répondre aux
3 besoins en électricité de sa clientèle d'ici 2020, et ce, sans interventions commerciales.

6.3.5. Stratégie d'approvisionnement en carburant

4 Ultramar est le seul fournisseur présent sur la Basse-Côte-Nord. Le Distributeur
5 regroupe ses besoins pour l'ensemble des centrales de la Basse-Côte-Nord, y compris
6 celle de Port-Menier (Anticosti), et coordonne ses livraisons avec celles du carburant
7 nécessaire aux communautés. Le Distributeur a un contrat d'un an avec Ultramar qui
8 vient à échéance le 31 décembre 2010. La durée du contrat est limitée à un an à la
9 demande du fournisseur.

6.4. Anticosti

10 Le village de Port-Menier comptait pour 1,2 % de la clientèle des réseaux autonomes en
11 2009 et ses besoins en électricité pour 1 %. Sur l'île d'Anticosti, seul le village de
12 Port-Menier est alimenté par la centrale du Distributeur. La Sépaq Anticosti et les
13 pourvoyeurs installés sur l'île répondent à leurs besoins énergétiques de façon
14 indépendante.

6.4.1. Situation actuelle

15 À la fin de l'année 2009, la centrale thermique de Port-Menier desservait
16 201 abonnements. Au cours de l'année 2009, la centrale a produit 4,5 GWh et sa pointe
17 annuelle était de 1 MW.

6.4.2. Suivi – 2008-2010

18 Conformément aux prévisions du Plan d'approvisionnement 2008-2017, les installations
19 (2,8 MW) ont suffi pour répondre aux besoins en électricité des clients de Port-Menier à
20 l'horizon 2010.

6.4.3. Stratégie retenue – horizons 2013 et 2020

1 Les besoins en énergie atteindront 5,5 GWh en 2020. Les besoins en pointe s'élèveront
2 à 1,4 MW en 2020.

3 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique, aucune augmentation de la
4 puissance installée n'est requise sur tout l'horizon envisagé.

6.5. Haute-Mauricie

5 La Haute-Mauricie comptait pour 3,3 % de la clientèle des réseaux autonomes en 2009
6 et ses besoins en électricité pour 3 %.

6.5.1. Situation actuelle

7 À la fin de l'année 2009, les deux centrales diesels de la Haute-Mauricie desservait
8 554 abonnements. Au cours de l'année 2009, ces centrales ont produit 12,3 GWh et la
9 somme de leurs pointes annuelles était de 3,2 MW. La puissance installée des centrales
10 était de 5,4 MW.

6.5.2. Suivi – 2008-2010

11 Le Distributeur a raccordé la communauté de Wemotaci au réseau intégré, à l'automne
12 2008, par une ligne de distribution d'environ six kilomètres, depuis le poste de la
13 centrale de Chute-Allard. La centrale thermique de Wemotaci devrait être totalement
14 démantelée d'ici 2011.

15 Le projet d'augmentation de puissance à la centrale d'Opitciwan prévu au Plan
16 d'approvisionnement 2008-2017 a été retardé par des discussions avec la communauté
17 concernée plus longues que prévues initialement. Cependant le projet a débuté et
18 devrait être mis en service en 2011 (voir la section 5.1.3).

19 La centrale de Clova a suffi pour répondre aux besoins en électricité de sa clientèle.
20 L'augmentation de charge moins importante qu'anticipée a permis de retarder
21 l'augmentation de puissance prévue au dernier plan d'approvisionnement (voir la
22 section 5.1.2). De plus, la centrale permet de répondre aux nouveaux besoins prévus à
23 l'horizon 2013.

6.5.3. Stratégie retenue – horizon 2013

1 Avec le projet d'augmentation de puissance en cours de réalisation (1 280 kW en 2011)
2 et le maintien des programmes d'efficacité énergétique, la centrale d'Opitciwan sera en
3 mesure de répondre aux besoins des clients à l'horizon 2013. Par ailleurs, le Distributeur
4 vient d'entamer des discussions avec la communauté pour un projet de vente
5 d'électricité produite à partir de la biomasse forestière proposée par la communauté.

6 Un projet de raccordement impliquant un démantèlement de la centrale diesel est
7 présentement envisagé pour le réseau de Clova. Une mise en service pourrait être
8 attendue pour la fin de 2013. Le Distributeur est présentement à l'étape de l'étude de
9 planification. Le cas échéant, le projet sera déposé à la Régie pour autorisation au
10 moment opportun.

6.5.4. Stratégie retenue – horizon 2020

11 Le maintien des programmes d'efficacité énergétique demeure nécessaire.

12 Si le raccordement au réseau intégré ne se concrétise pas, la centrale de Clova
13 nécessitera une augmentation de puissance, ce qui peut impliquer la construction d'une
14 nouvelle centrale.

15 Si le projet de production d'électricité à partir de la biomasse forestière ne se concrétise
16 pas, la centrale d'Opitciwan aura besoin d'une autre augmentation de sa puissance à
17 l'horizon 2020. Le raccordement du réseau d'Opitciwan au réseau intégré pourrait
18 également être envisageable à cet horizon.

6.5.5. Stratégie d'approvisionnement en carburant

19 Pour l'approvisionnement en carburant, le Distributeur fait appel à la concurrence
20 (pétrolières, distributeur autochtone, fournisseurs locaux). Les contrats sont attribués au
21 plus bas soumissionnaire pour chaque centrale. Le Distributeur a un contrat avec Esso
22 Impériale venant à échéance le 30 juin 2011 pour la centrale d'Opitciwan et un autre
23 avec les Huiles HLH venant à échéance le 30 mars 2011 pour la centrale de Clova.

6.6. Schefferville

1 Le territoire de Schefferville comptait pour 4,3 % de la clientèle des réseaux autonomes
2 en 2009 et ses besoins en électricité pour environ 10 %. La population du territoire de
3 Schefferville se chauffe majoritairement à l'électricité, expliquant ainsi la proportion
4 relativement importante des besoins d'électricité de ce territoire au sein des réseaux
5 autonomes.

6.6.1. Situation actuelle

6 À la fin de l'année 2009, on comptait 720 abonnements sur le territoire de Schefferville.
7 La centrale hydraulique de Menihek, située au Labrador, produit l'énergie nécessaire
8 aux clients du territoire.
9 Aucun programme d'utilisation efficace de l'énergie, visant l'utilisation du mazout comme
10 source de chauffage, n'est offert à la clientèle de Schefferville.

6.6.2. Suivi – 2008-2010

11 Le Distributeur poursuit la réfection majeure de la centrale de Menihek. Il continue les
12 démarches annoncées dans le dernier plan d'approvisionnement visant la reconstruction
13 de la totalité du réseau de transport entre la centrale de Menihek et Schefferville, ainsi
14 qu'une partie importante du réseau de distribution existant. Le Distributeur est à l'étape
15 d'avant-projet.

6.6.3. Stratégie retenue – horizon 2013

16 Le Distributeur poursuivra ses travaux concernant la centrale de Menihek, le réseau de
17 transport et le réseau de distribution.

6.6.4. Stratégie retenue – horizon 2020

18 Les besoins en énergie atteindront 54,1 GWh en 2020. Les besoins en pointe
19 s'élèveront à 12,6 MW. Le réseau de Schefferville nécessitera une augmentation de
20 puissance afin d'être en mesure de répondre aux besoins des clients vers 2015.

1 À la demande de la Régie²², l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de
2 la centrale de Menihek a été envisagée. Cette option s'avère toutefois moins
3 économique qu'une solution thermique de relève. Une centrale thermique de réserve qui
4 fonctionnera qu'en cas d'urgence seulement est donc prévue. Par ailleurs, le Distributeur
5 a également considéré diverses mesures visant la réduction de la demande de pointe,
6 telles que les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, afin de retarder
7 l'augmentation de puissance. Tel que spécifié dans le dossier tarifaire 2011-2012 du
8 Distributeur²³, aucune des pistes envisagées n'a montré un potentiel suffisant pour
9 contribuer significativement aux besoins en puissance.

²² Décision de la Régie D-2008-133, page 50, dans le cadre de la phase 2 de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur (R-3648-2007).

²³ Réponse à la question 79.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie du dossier R-3740-2010, HQD-13, document 1, page 203.