

**ÉTAT D'AVANCEMENT 2015 DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023**

TABLE DES MATIÈRES

1.	CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS	5
1.1.	Contexte	5
1.2.	Faits saillants	6
2.	PRÉVISION DE LA DEMANDE	8
2.1.	Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation	8
2.2.	Prévision des besoins en énergie.....	9
2.3.	Prévision des besoins en puissance.....	9
2.4.	Aléas de la demande	10
3.	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	12
3.1.	Interventions en économie d'énergie.....	12
3.2.	Interventions en gestion de la demande en puissance	13
3.2.1.	<i>Électricité interruptible</i>	<i>13</i>
3.2.2.	<i>Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance</i>	<i>13</i>
4.	APPROVISIONNEMENTS ET ÉQUILIBRE OFFRE - DEMANDE	15
4.1.	Approvisionnements de long terme	15
4.2.	Bilan en énergie	16
4.3.	Bilan en puissance	17
4.3.1.	<i>Contribution des marchés de court terme</i>	<i>19</i>
4.3.2.	<i>Moyens de puissance de long terme</i>	<i>20</i>
5.	FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	21
5.1.	Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	21
5.2.	Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur	21
5.3.	Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	21
5.4.	Critère de fiabilité en énergie du Producteur	22
6.	APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	23
6.1.	Bilan offre-demande.....	23
6.2.	Stratégie d'approvisionnement	24
6.2.1.	<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	<i>24</i>
6.2.2.	<i>Projets en énergies renouvelables</i>	<i>24</i>
ANNEXE A : SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET		
DÉMOGRAPHIQUES		27
ANNEXE B : FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE		31
ANNEXE C : COMPARAISONS AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014.....		35
ANNEXE D : SUIVI DE LA PERFORMANCE DE LA PRÉVISION		39
ANNEXE E : LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME DU DISTRIBUTEUR..		43
ANNEXE F : SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE.....		49
ANNEXE G : POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE ..		53
ANNEXE H : SUIVI DE LA DÉCISION D-2015-013 POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES.....		57

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 2-1 : PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION.....	8
TABLEAU 2-2 : PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE	9
TABLEAU 2-3 : PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE	10
TABLEAU 2-4 : ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE ÉCART TYPE.....	10
TABLEAU 2-5 : ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER ÉCART TYPE	11
TABLEAU 3-1 : CONTRIBUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE À LA RÉDUCTION DES BESOINS DE PUISSANCE	14
TABLEAU 4-1 : BILAN EN ÉNERGIE	17
TABLEAU 4-2 : BILAN EN PUISSANCE	18
TABLEAU 5-1 : ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE	21
TABLEAU 5-2 : CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR	22
TABLEAU 6-1 : MARGES (DÉFICITS) DE PUISSANCE PAR RÉSEAU	23
TABLEAU A-1 : PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES.....	29
TABLEAU B-1 : ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE BESOINS EN ÉNERGIE	33
TABLEAU B-2 : ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE BESOINS EN PUISSANCE.....	33
TABLEAU C-1 : COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014 PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION	37
TABLEAU C-2 : COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE	37
TABLEAU C-3 : COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014 BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES	38
TABLEAU D-1 : ÉCARTS DE PRÉVISION PAR SECTEURS DE CONSOMMATION	42
TABLEAU F-1 : UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE	51
TABLEAU G-1 : POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE	55
TABLEAU G-2 : POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE	56
TABLEAU H-1 : ÉCARTS EN POURCENTAGE ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES - 2013.....	61
TABLEAU H-2 : ÉCARTS EN POURCENTAGE ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES – 2014.....	62
FIGURE H-1 : ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION UNITAIRE NORMALISÉE SUR UNE PÉRIODE DE 12 MOIS MOBILE (SECTEUR RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE)	63
FIGURE H-2 : ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION UNITAIRE NORMALISÉE SUR UNE PÉRIODE DE 12 MOIS MOBILE (SECTEUR COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL PME)....	64

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

1.1. Contexte

1 Le présent état d'avancement constitue le second suivi du *Plan d'approvisionnement*
2 *2014-2023* (le Plan), soumis à la Régie de l'énergie (la Régie) le 1^{er} novembre 2013. Ce suivi
3 présente la situation de l'équilibre offre - demande en énergie et en puissance sur la période
4 2015-2023, à la suite de la mise à jour de la prévision des besoins en énergie et en
5 puissance ainsi que des moyens existants et projetés pour les combler. Les éléments ayant
6 marqué la planification des approvisionnements et les actions entreprises par le Distributeur
7 depuis le dépôt du premier suivi du Plan (l'État d'avancement 2014) y sont également
8 intégrés. À ce titre, les événements suivants sont à noter :

9 **Le 8 décembre 2014** Décision partielle de la Régie relative à la demande
10 d'approbation du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*
11 (D-2014-205).

12 **Le 26 février 2015** Décision finale de la Régie relative à la demande d'approbation
13 du *Plan d'approvisionnement 2014-2023* (D-2015-013).

14 **Le 21 avril 2015** Sanction de la *Loi concernant principalement la mise en œuvre*
15 *de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin*
16 *2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016*
17 (Loi sur le budget 2014).

18 **Le 21 avril 2015** Décision de la Régie approuvant les trois contrats
19 d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres
20 A/O 2013-01 portant sur l'acquisition de 450 MW d'énergie
21 éolienne (D-2015-050).

22 **Le 6 mai 2015** Dépôt de la demande relative à l'utilisation de la centrale de
23 TransCanada Energy (TCE) à Bécancour en périodes de pointe
24 (dossier R-3925-2015).

25 **Le 30 juin 2015** Publication du décret 579-2015 concernant la forme, la teneur
26 et la périodicité du plan stratégique d'Hydro-Québec.

27 **Le 17 juillet 2015** Lancement de l'appel d'offres A/O 2015-02 visant l'acquisition
28 d'un service d'intégration éolienne.

29 **Le 2 septembre 2015** Demande d'approbation des contrats issus de l'appel d'offres
30 A/O 2015-01 portant sur l'acquisition de puissance garantie de
31 500 MW (dossier R-3939-2015).

1 **Le 23 octobre 2015** Lancement d'un appel de propositions pour l'achat d'un bloc
2 d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW et intégré
3 au réseau des Îles-de-la-Madeleine (A/P 2015-01).

1.2. Faits saillants

4 Pour une deuxième année consécutive, le Distributeur a dû faire face à des conditions
5 climatiques beaucoup plus froides que la normale au cours de l'hiver 2014-2015. Ces
6 conditions ont entraîné une hausse de la demande en énergie de près de 5,5 TWh au cours
7 des quatre premiers mois de l'année 2015 qui a résulté en des achats de court terme plus
8 importants que ceux prévus dans l'État d'avancement 2014.

9 Pour les années 2016 à 2023, les besoins prévus, à conditions climatiques normales,
10 diminuent par rapport à l'État d'avancement 2014, principalement en raison de la baisse des
11 ventes prévues aux grandes entreprises du secteur Industriel. En énergie, la baisse des
12 besoins est de 34,5 TWh. Cette baisse entraîne une hausse annuelle des surplus de 2,0 à
13 3,5 TWh et porte leur total à environ 75 TWh sur la période 2015-2023, ce qui se traduit par
14 un volume équivalent d'électricité patrimoniale inutilisée.

15 En puissance, malgré une baisse des besoins à la pointe de 60 à 430 MW selon les années,
16 le bilan présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon de planification. La stratégie du
17 Distributeur afin de combler ces déficits repose, dans un premier temps, sur le déploiement
18 de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance. Même s'il est confiant
19 d'accroître l'impact de ces mesures sur l'horizon du Plan, le Distributeur maintient pour
20 l'instant la contribution attendue de ces nouvelles interventions. Dans le contexte
21 d'élaboration d'un nouveau plan stratégique pour Hydro-Québec, le Distributeur se
22 repositionne sur la meilleure stratégie à mettre en place pour atteindre ses objectifs et il fera
23 état de ses nouvelles cibles dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

24 Le Distributeur pourrait également procéder au lancement d'un appel d'offres pour
25 l'acquisition de nouveaux moyens de puissance à long terme. Toutefois, à la lumière du bilan
26 en puissance, et considérant la contribution de la centrale de TCE en périodes de pointe et
27 des contrats de puissance issus de l'appel d'offres A/O 2015-01, contribution conditionnelle à
28 l'obtention de décisions favorables de la Régie, le Distributeur ne prévoit pas devoir procéder
29 à un tel appel d'offres avant le dépôt du prochain plan d'approvisionnement.

30 Enfin, le Distributeur compte sur les marchés de court terme de la puissance, dont le
31 potentiel est révisé à la baisse afin de refléter le resserrement des conditions observées sur
32 ces marchés.

33 Pour les réseaux autonomes, le Distributeur poursuit sa stratégie de maintien de la fiabilité
34 du service en agissant tout d'abord sur la demande, puis sur l'offre de capacité lorsque
35 nécessaire. Le Distributeur entend également mettre l'emphase sur une réduction de
36 l'empreinte environnementale des réseaux autonomes. Le 23 octobre 2015, le Distributeur a
37 procédé au lancement d'un appel de propositions pour l'acquisition de production éolienne

- 1 aux Îles-de-la-Madeleine. Au cours des prochains mois, il procédera également au
- 2 lancement d'appels de propositions visant le remplacement du mazout comme source
- 3 d'énergie pour produire l'électricité dans certains réseaux.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

1 La prévision de la demande est à la baisse par rapport à l'État d'avancement 2014. Les
2 ventes et les besoins en puissance associés aux grandes entreprises du secteur Industriel
3 expliquent en grande partie cette baisse. La prévision détaillée des ventes et des besoins est
4 présentée dans les sections 2.1 à 2.3.

2.1. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation

5 Sur la période 2016-2023, l'écart cumulatif entre les ventes annuelles d'électricité et celles
6 prévues dans l'État d'avancement 2014 est de -30,9 TWh. En 2023, les ventes d'électricité
7 devraient atteindre 178,7 TWh, une baisse de 5,4 TWh par rapport aux ventes prévues dans
8 l'État d'avancement 2014. La prévision des ventes par secteurs de consommation est
9 présentée au tableau 2-1.

TABLEAU 2-1 :
PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (TWH)

	2013 ¹	2014 ¹	2015 ²	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-23	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	65,1	65,2	65,8	67,1	67,5	68,0	68,4	69,2	69,4	69,8	70,3	5,2	0,8%
Commercial et institutionnel	35,1	35,6	35,9	36,3	36,4	36,5	36,7	37,0	37,1	37,2	37,4	2,3	0,6%
Industriel PME	8,8	8,7	8,6	8,7	8,8	9,0	9,0	9,1	9,1	9,2	9,3	0,5	0,5%
Industriel grandes entreprises	56,9	55,7	54,2	53,5	54,0	54,5	55,2	55,9	54,8	55,3	55,9	-1,0	-0,2%
Alumineries	22,8	22,0	21,8	22,0	22,5	22,9	23,1	23,4	22,1	22,1	22,1	-0,7	-0,3%
Pâtes et papiers	14,1	14,1	12,9	11,8	11,0	10,0	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2	-4,9	-4,2%
Pétrole et chimie	5,6	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,3	5,3	5,3	-0,3	-0,6%
Mines	3,5	3,7	3,7	4,5	4,6	4,7	5,1	5,5	5,9	6,5	7,2	3,7	7,3%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,4	7,3	7,3	6,7	7,2	8,0	8,1	8,2	8,3	8,4	8,4	1,0	1,3%
Autres	3,3	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	0,4	1,1%
Autres	5,5	5,6	5,6	5,7	5,8	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,3	170,8	170,2	171,2	172,5	173,6	175,0	176,9	176,2	177,4	178,7	7,4	0,4%

¹ Ventes réelles normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes réelles de janvier à juillet 2015, normalisées pour les conditions climatiques.

10 Les ventes prévues au secteur Résidentiel et agricole et au secteur Commercial et
11 institutionnel sont comparables à celles prévues dans l'État d'avancement 2014 (écarts
12 respectifs de +0,2 et +0,1 TWh à terme).

13 Sur l'ensemble de la période visée par le Plan, les ventes d'électricité aux petites et
14 moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel sont revues légèrement à la baisse par
15 rapport à la prévision de l'État d'avancement 2014 (écart moyen de -0,2 TWh sur la période).
16 À terme, l'écart prévu n'est que de -0,1 TWh.

17 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision des ventes à l'horizon 2023
18 affiche un écart défavorable (-5,5 TWh) par rapport aux ventes prévues dans l'État
19 d'avancement 2014. Les incertitudes liées à la croissance de la demande mondiale de

1 produits de base et les récentes rationalisations observées chez plusieurs grands clients
 2 amènent le Distributeur à réviser sa prévision à la baisse. Les principaux écarts se retrouvent
 3 dans les secteurs des alumineries (-2,9 TWh) et des pâtes et papiers (-1,5 TWh).

4 La prévision des ventes du secteur Autres, regroupant les réseaux de distribution
 5 municipaux, l'éclairage des voies publiques et le transport public, est inchangée à l'horizon
 6 2023 par rapport à la prévision de l'État d'avancement 2014.

2.2. Prévision des besoins en énergie

7 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 2-2, sont composés de la
 8 consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux
 9 de distribution et de transport. Le taux de pertes prévu pour les années 2016 et suivantes est
 10 de 7,8 %, soit une baisse de 0,1 % par rapport à celui de l'État d'avancement 2014. Ce taux
 11 est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les taux de pertes observées au
 12 cours des dernières années. Sur la période 2016-2023, l'écart cumulé entre les besoins
 13 annuels en énergie et ceux prévus à l'État d'avancement 2014 est de -34,5 TWh. À l'horizon
 14 2023, les besoins prévus sont de 192,8 TWh, soit 6,0 TWh de moins que ceux prévus à l'État
 15 d'avancement 2014.

TABLEAU 2-2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE (TWh)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-23		
												TWh	tx annuel moyen	
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques														
Prévision des ventes	171,3	170,8	170,2	171,2	172,5	173,6	175,0	176,9	176,2	177,4	178,7	7,4	0,4%	
+ Usage interne	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	-0,1		
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0		
= Consommation visée par le Plan	171,7 ¹	171,2 ¹	170,5 ¹	171,5	172,7	173,8	175,2	177,0	176,3	177,5	178,8	7,1	0,4%	
+ Pertes de distribution et de transport	13,9	12,8	12,4	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8	13,9	14,0	0,1	0,1%	
= Besoins visés par le Plan	185,6	184,0	182,9	184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8	7,2	0,4%	
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2015)	1,1	3,5	5,2											

¹ Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,172 TWh pour 2013, de 0,105 TWh pour 2014 et de 0,069 TWh pour 2015 d'énergie interrompue chez les clients en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interrompue (Distributeur).

2.3. Prévision des besoins en puissance

16 Par rapport à l'État d'avancement 2014, les besoins en puissance prévus à la pointe sont à
 17 la baisse de 60 à 430 MW pour les hivers 2015-2016 et suivants. Cette baisse découle
 18 essentiellement d'une diminution des ventes aux grandes entreprises du secteur Industriel
 19 (écarts entre -280 MW et -660 MW). Par ailleurs, la mise à jour de la normale climatique à la
 20 pointe d'hiver augmente les besoins en puissance d'environ +160 MW. La prévision des
 21 besoins en puissance est présentée au tableau 2-3.

TABLEAU 2-3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE (MW)

	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	Croissance MW	2012-22 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage résidentiel et agricole	11 231	11 418	11 581	11 748	11 916	12 068	12 214	12 353	12 479	12 595	12 704	1 474	1,2%
Chauffage commercial et institutionnel	3 546	3 602	3 652	3 696	3 735	3 767	3 794	3 817	3 838	3 855	3 871	325	0,9%
Eau chaude résidentiel et agricole	1 840	1 861	1 879	1 899	1 918	1 934	1 950	1 965	1 979	1 990	2 002	162	0,8%
Industriel PME	1 533	1 517	1 518	1 517	1 527	1 537	1 547	1 558	1 568	1 579	1 589	56	0,4%
Industriel Grandes entreprises	7 174	6 888	6 859	6 531	6 600	6 715	6 803	6 873	6 781	6 828	6 895	-279	-0,4%
Autres usages	12 074	12 233	12 389	12 658	12 804	12 753	12 823	12 880	12 996	13 115	13 227	1 153	0,9%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 397	37 519	37 879	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288	2 891	0,7%
Impact des conditions climatiques¹	1 475	1 303	643										

¹ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

2.4. Aléas de la demande

1 La prévision des besoins en énergie et en puissance est soumise à des aléas importants
2 classés en deux types : l'aléa découlant des conditions climatiques et l'aléa sur la demande
3 prévue. L'aléa global est constitué de la combinaison indépendante des deux.

4 Avec des écarts variant entre 0 et +0,1 TWh, l'aléa global sur les besoins en énergie pour les
5 horizons de 1 à 4 ans du présent état d'avancement est à peu près inchangé par rapport à
6 celui de l'État d'avancement 2014. L'écart à l'horizon 5 ans excède de 0,6 TWh celui de l'État
7 d'avancement 2014 en raison de l'incertitude propre à l'année 2020 qui concerne la
8 réalisation des projets d'investissement dans le secteur de l'aluminium. Le tableau 2-4
9 présente l'aléa sur les besoins en énergie.

TABLEAU 2-4 :
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART TYPE (TWH)

	2016	2017	2018	2019	2020
Aléa climatique	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4
Aléa sur la demande prévue	2,5	3,0	3,5	4,1	5,5
Aléa global	3,4	3,8	4,2	4,7	6,0

10 Par ailleurs, par rapport à l'État d'avancement 2014, l'aléa global sur les besoins en
11 puissance à la pointe d'hiver est supérieur de 50 et 40 MW aux horizons 0 et 1 an
12 respectivement et est supérieur de 10 et 20 MW aux horizons 2 et 3 ans. L'aléa climatique
13 demeure relativement inchangé par rapport à celui de l'État d'avancement 2014. Le
14 tableau 2-5 présente l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

TABLEAU 2-5 :
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE (MW)

	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Aléa climatique	1 480	1 530	1 550	1 570
Aléa sur la demande prévue	680	860	950	1 070
Aléa global	1 640	1 750	1 810	1 900

3. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

1 Le Distributeur poursuit sa démarche en efficacité énergétique qui consiste à moderniser son
2 offre afin de développer une culture de l'efficacité énergétique au Québec. Pour le réseau
3 intégré, ses interventions visent les économies d'énergie et la gestion de la demande en
4 puissance.

3.1. Interventions en économie d'énergie

5 L'année 2015 marque la fin du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), avec des
6 économies cumulées d'énergie qui dépasseront de près de 10 % l'objectif de 8 TWh pour la
7 période de 2003 à 2015. En ajoutant les interventions du Bureau de l'efficacité et de
8 l'innovation énergétiques (BEIÉ) et le projet CATVAR, les économies cumulées d'énergie
9 atteindront environ 10 TWh.

10 À compter de 2016, le Distributeur maintient son orientation de combler environ le tiers de la
11 croissance des ventes par des interventions en économie d'énergie, tout en priorisant celles
12 ayant un fort impact en puissance. La stratégie repose notamment sur les éléments
13 suivants :

- 14 • l'optimisation des programmes existants dans tous les marchés ;
- 15 • des initiatives promotionnelles, dynamiques et innovatrices, liées à la
16 sensibilisation et aux changements de comportements en efficacité énergétique ;
- 17 • la transformation de marché et la collaboration soutenue à l'amélioration des
18 normes et codes en efficacité énergétique ;
- 19 • la bonification, pour les grandes entreprises du secteur Industriel, du volet
20 Gestion de l'énergie, soit un processus d'amélioration continue de la performance
21 énergétique.

22 Enfin, le Distributeur offre aux clients à faible revenu des programmes spécifiques, adaptés à
23 la capacité de payer de cette clientèle. À cette fin, le Distributeur travaille activement, en
24 collaboration avec ses partenaires, à la mise en place d'un centre d'accompagnement
25 regroupant un ensemble de services destinés aux ménages à faible revenu. En particulier, le
26 BEIÉ et le Distributeur collaborent présentement afin d'harmoniser leurs programmes
27 respectifs en efficacité énergétique.

28 En mettant à contribution tous les intervenants œuvrant déjà auprès des ménages à faible
29 revenu, ce guichet unique offrira un effet de levier permettant d'optimiser les interventions en
30 efficacité énergétique. Afin de s'assurer du succès de cette approche, le Distributeur mettra
31 en œuvre un projet pilote dès 2016.

3.2. Interventions en gestion de la demande en puissance

3.2.1. Électricité interruptible

1 Pour l'hiver 2015-2016, les demandes d'adhésion à l'option d'électricité interruptible des
2 clients de moyenne et grande puissance atteignent 1 140 MW. Le Distributeur confirmera
3 dans les prochains jours les volumes qu'il retiendra, considérant notamment l'impact de cette
4 puissance interruptible sur le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie. Pour les hivers
5 suivants, la contribution attendue est maintenue à 850 MW et sera réévaluée dans le cadre
6 du prochain plan d'approvisionnement.

7 Pour l'hiver 2015-2016, le Distributeur compte également sur la contribution du contrat
8 d'interruptible avec l'Aluminerie Alouette de 150 MW. Toutefois, les discussions tenues entre
9 le gouvernement du Québec et Alouette amènent le Distributeur à retirer de son bilan en
10 puissance la contribution d'électricité interruptible de ce client à compter de l'hiver 2016-
11 2017.

3.2.2. Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance

12 Le Distributeur est résolument engagé dans le déploiement de nouvelles interventions en
13 gestion de la demande en puissance. Il s'agit d'une avenue privilégiée dans sa stratégie afin
14 de répondre à la croissance des besoins en puissance de sa clientèle.

15 Par rapport à l'État d'avancement 2014, le Distributeur a légèrement accru la contribution
16 attendue des nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance, soit
17 respectivement de 75 et de 25 MW pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, et maintient
18 pour l'instant le niveau attendu de 300 MW à terme. Dans le contexte d'élaboration d'un
19 nouveau plan stratégique pour Hydro-Québec et d'une hausse du signal de coût évité de
20 long terme de la puissance¹, le Distributeur se repositionne sur la meilleure stratégie à mettre
21 en place afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés. Le Distributeur est confiant d'accroître
22 la contribution des nouvelles interventions et en fera état dans le prochain plan
23 d'approvisionnement.

24 Tel qu'il est présenté au tableau 3-1, l'ensemble des interventions en efficacité énergétique
25 contribuera à réduire les besoins en puissance de près de 4 400 MW en 2022-2023, ce qui
26 représente 10 % des besoins en puissance.

¹ La hausse du signal de coût évité de long terme de la puissance permet d'accroître le nombre de mesures qui se qualifient dans le potentiel technico-économique. À cet effet, voir les tableaux présentés à l'annexe G.

**TABLEAU 3-1 :
CONTRIBUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
À LA RÉDUCTION DES BESOINS DE PUISSANCE (MW)**

	2016- 2017	2022- 2023
Électricité interruptible	850	850
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	600	570
Nouvelles interventions en GDP	200	300
Impact en puissance des interventions en économie d'énergie	1 750	2 640
TOTAL	3 400	4 360

4. APPROVISIONNEMENTS ET ÉQUILIBRE OFFRE - DEMANDE

4.1. Approvisionnements de long terme

1 Au-delà de la contribution du volume d'électricité patrimoniale, le portefeuille
2 d'approvisionnements du Distributeur comporte 72 contrats postpatrimoniaux de long terme².
3 Depuis le dépôt de l'État d'avancement 2014, le Distributeur a signé trois contrats totalisant
4 446 MW de production éolienne à la suite de l'appel d'offres A/O 2013-01 (approuvés par la
5 Régie dans la décision D-2015-050). Il a également signé six nouveaux contrats (95 MW)
6 dans le cadre du *Programme d'achat d'électricité à base de biomasse forestière résiduelle*
7 *de 50 MW et moins* (PAÉ 2011-01). Ces six contrats viennent clore le programme.

8 Certains projets sous contrat lors du dépôt de l'État d'avancement 2014 ont fait l'objet de
9 changements, notamment :

- 10 • la puissance contractuelle du parc éolien de Saint-Ulric Saint-Léandre a été
11 révisée à 133,3 MW et le fournisseur renonce définitivement à la mise en service
12 de 16,7 MW ;
- 13 • la mise en service prévue des parcs éoliens de Saint-Cyprien, Val-Éo et
14 Pierre-de-Saurel a été reportée au 1^{er} décembre 2016 ;
- 15 • les trois contrats avec le fournisseur Innoventé Inc. ont été résiliés (Saint-Patrice-
16 de-Beaurivage, Trois-Rivières et Matane) ;
- 17 • la mise en service prévue de la centrale de cogénération de 9139-3991 Québec
18 Inc., localisée à Salaberry-de-Valleyfield, a été reportée au 30 septembre 2016 ;
- 19 • la mise en service prévue de la centrale de cogénération de Biomont Énergie Inc.,
20 localisée à Montréal, a été reportée au 31 août 2016 ;
- 21 • la mise en service prévue de la centrale de cogénération de Bioénergie
22 Sacré-Cœur S.E.C., localisée à Sacré-Cœur, a été reportée au 13 septembre
23 2017.

24 Dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01 visant l'acquisition de puissance garantie de
25 500 MW, le Distributeur a également octroyé trois contrats d'approvisionnement de long
26 terme à Hydro-Québec Production. Ceux-ci ont été déposés à la Régie pour approbation en
27 septembre 2015 (dossier R-3939-2015).

28 De plus, le Distributeur a déposé une demande d'approbation à la Régie relative à l'entente
29 intervenue avec TCE portant sur l'utilisation de la centrale de Bécancour en périodes de
30 pointe (dossier R-3925-2015). D'une part, cette entente prolongera la période de suspension

² Une liste détaillée des contrats de long terme en vigueur est présentée à l'annexe E.

1 des livraisons en base de la centrale de TCE jusqu'à l'expiration du contrat en 2026³. D'autre
2 part, elle amendera le contrat d'approvisionnement en permettant au Distributeur de compter
3 sur une contribution en puissance de 570 MW durant 300 heures par hiver dès le
4 1^{er} décembre 2018⁴, dont environ 100 heures avec du gaz naturel liquéfié entreposé et
5 vaporisé à partir d'installations adjacentes à la centrale de TCE, qui seront construites et
6 exploitées par Gaz Métro Solutions Énergie S.E.C.⁵.

7 Au-delà du portefeuille d'approvisionnements de long terme, le Distributeur dispose
8 également de deux ententes avec Hydro-Québec Production :

- 9 • Les *Conventions d'énergie différée* offrent au Distributeur la possibilité de
10 procéder, en période d'hiver, à des retours d'énergie (différée de 2008 à 2010)⁶ ;
- 11 • L'*Entente d'intégration éolienne* permet d'équilibrer et de raffermir les livraisons
12 d'énergie de l'ensemble des parcs éoliens sous contrat avec le Distributeur. À ce
13 titre, et conformément à la décision D-2015-014, le Distributeur a procédé à un
14 appel d'offres visant l'acquisition d'un nouveau service d'intégration éolienne. Une
15 seule soumission a été déposée. Les résultats de l'appel d'offres seront rendus
16 publics au cours des prochaines semaines.

17 Par ailleurs, suite à l'adoption de la Loi sur le budget 2014, le gouvernement du Québec ne
18 peut plus dispenser le Distributeur de recourir à un appel d'offres pour la conclusion de
19 contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone. En
20 conséquence, le Distributeur retire de ses bilans les 200 MW de production éolienne
21 annoncés le 10 mai 2013 par le gouvernement et qui devaient être développés par
22 Hydro-Québec Production.

4.2. Bilan en énergie

23 Par rapport à l'État d'avancement 2014, les surplus énergétiques sont en hausse de 2,0 à
24 3,5 TWh selon les années. Ceux-ci totalisent environ 75 TWh sur l'ensemble de la période
25 2015-2023. Le bilan en énergie est présenté au tableau 4-1.

³ Elle inclut également l'option pour le Distributeur de redémarrer la centrale en base, conditionnelle à un préavis de trois ans.

⁴ L'entente avec TCE prévoit une contribution en puissance de la centrale de 570 MW à compter de l'hiver 2017-2018, conditionnelle à la mise en place d'un approvisionnement en gaz naturel par le Distributeur.

⁵ Voir le site Internet du projet de Gaz Métro à l'adresse suivante : <http://www.gazmetro.com/fr/gnl-becancour>

⁶ Les retours d'énergie planifiés à l'horizon de 2027 sont présentés à l'annexe F.

TABLEAU 4-1 :
BILAN EN ÉNERGIE (TWH)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	188,1	184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	4,3	3,3	3,3	3,3	3,5	4,0	4,0	4,3	4,5
TransCanada Energy	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	8,3	9,4	10,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Biomasse et petite hydraulique	1,9	2,0	2,6	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Achats d'énergie	3,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,9	1,3
Surplus	(8,5)	(9,0)	(9,3)	(9,7)	(8,7)	(7,3)	(8,2)	(7,4)	(6,5)

1 Le Distributeur intègre à sa planification une contribution en énergie de la centrale de TCE,
 2 équivalente à une production de 100 heures en hiver, de même que des retours d'énergie
 3 différée établis sur la base des besoins en énergie.

4 Conformément aux articles 71.1 et 71.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur ne
 5 diffèrera plus d'énergie et ne revendra plus d'énergie sur les marchés. Il continuera de miser
 6 sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre - demande en
 7 énergie, les autres engagements de long terme dont il dispose étant fermes et leurs
 8 livraisons ne pouvant être réduites. Le Distributeur réévaluera le besoin d'acquérir des
 9 approvisionnements de long terme en énergie pour les périodes d'hiver dans le cadre des
 10 prochains plans d'approvisionnement et états d'avancement, considérant notamment le
 11 contexte de surplus énergétiques.

4.3. Bilan en puissance

12 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 4-2.

**TABLEAU 4-2 :
BILAN EN PUISSANCE (MW)**

	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 585	3 663	3 895	4 087	4 120	4 141	4 174	4 208
Besoins à la pointe incluant la réserve	41 634	42 161	42 669	43 218	43 567	43 781	44 136	44 496
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
TransCanada Energy ⁽¹⁾	-	-	570	570	570	570	570	570
Autres contrats de long terme	1 366	1 673	1 972	1 986	1 986	1 986	1 986	1 986
▪ Éolien ⁽²⁾	1 067	1 336	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	299	337	487	502	502	502	502	502
Gestion de la demande en puissance	1 350	1 050	1 050	1 075	1 125	1 150	1 150	1 150
▪ Électricité interruptible	1 290	850	850	850	850	850	850	850
▪ Électricité interruptible (option)	1 140	850	850	850	850	850	850	850
▪ Contrats d'interruptible avec Alouette	150	-	-	-	-	-	-	-
▪ Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	60	200	200	225	275	300	300	300
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées (A/O 2014-01)	500	300	50	-	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	-	-	-	500	500	500	500	500
Puissance additionnelle requise	150	850	1 300	750	800	1 000	1 250	1 600

(Besoins arrondis au 50 MW près)

Note (1) : Contribution potentielle de la centrale de TCE en 2017-2018, conditionnelle à la mise en place d'un approvisionnement en gaz naturel par le Distributeur.

Note (2) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (35% pour 2015-2016).

1 Le bilan en puissance tient compte de la réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité
2 en puissance du NPCC, lequel est présenté à la section 5.1. Le bilan montre une contribution
3 des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme de 4 060 MW au cours de l'hiver
4 2022-2023, qui inclut :

- 5 • une contribution en puissance de 570 MW de la centrale de TCE à compter de
6 l'hiver 2018-2019, à laquelle s'applique un taux de réserve de 15 % ; le
7 Distributeur verra à mettre en place un approvisionnement en gaz naturel pour
8 l'hiver 2017-2018, ce qui lui permettrait alors de compter sur une contribution
9 équivalente de la centrale de TCE ;
- 10 • une contribution de 500 MW des trois contrats issus de l'appel d'offres
11 A/O 2015-01 ;
- 12 • une garantie de puissance de 400 MW associés aux retours d'énergie ;
- 13 • une contribution en puissance des éoliennes de 40 % à compter de l'hiver
14 2016-2017, conformément au produit recherché dans le cadre de l'appel d'offres
15 A/O 2015-02.

16 Le bilan en puissance intègre également les moyens de gestion de la demande en puissance
17 présentés à la section 3, totalisant 1 150 MW en 2022-2023, l'abaissement de tension de

1 250 MW de même que les quantités de puissance acquises dans le cadre de l'appel d'offres
2 A/O 2014-01.

3 Le bilan montre un déficit de puissance sur l'ensemble de la période de planification. La
4 stratégie du Distributeur pour équilibrer son bilan consiste à développer de nouvelles
5 interventions en gestion de la demande en puissance, comme présenté à la section 3.2.2, à
6 recourir aux marchés de court terme de la puissance et à acquérir de nouveaux
7 approvisionnements de long terme en puissance lorsqu'ils seront requis.

4.3.1. Contribution des marchés de court terme

8 Les marchés de court terme offrent une marge de manœuvre au Distributeur afin de combler
9 des besoins résiduels en puissance et d'équilibrer son bilan avant le début de chaque hiver,
10 et ce, de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC⁷.

11 À des fins de planification, cette marge de manœuvre est établie sur la base des trois
12 conditions suivantes :

- 13 • la présence d'un marché de puissance ;
- 14 • la capacité suffisante des interconnexions pour acheminer la puissance ;
- 15 • la présence de contreparties qui disposent de capacités de puissance à
16 commercialiser et accessibles au Distributeur.

17 Le Distributeur détermine ainsi une contribution potentielle et théorique (maximale) des
18 marchés de court terme. Celle-ci a été évaluée à 1 500 MW lors du dépôt du *Plan*
19 *d'approvisionnement 2014-2023*, dont 1 100 MW provient du marché de New York et
20 correspond à la capacité des interconnexions en mode import, et 400 MW provient des
21 fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur, notamment en considérant la
22 capacité croissante des installations d'Hydro-Québec Production.

23 En pratique toutefois, et au-delà de la réserve observée en hiver dans les différentes zones
24 d'équilibrage, la contribution effective des marchés de court terme dépend de plusieurs
25 facteurs, notamment des conditions de marché prévalant aux moments où le Distributeur doit
26 acquérir de la puissance et des contraintes de transport liées à la localisation géographique
27 des installations de production. Le Distributeur est donc en mesure d'apprécier la profondeur
28 réelle du marché et les capacités de puissance qui lui sont accessibles au moment où il
29 procède à des appels d'offres pour acquérir de la puissance sur les marchés de court terme.

30 À ce titre, le Distributeur considère que le potentiel de 1 500 MW est maintenant surévalué.
31 En effet, au cours des dernières années, il observe un resserrement des marchés de court
32 terme de la puissance (diminution des quantités disponibles et hausse des prix) et constate
33 qu'il est de plus en plus difficile d'acquérir la puissance sur ces marchés. Par exemple, dans

⁷ En cours d'hiver, le Distributeur procède, au besoin, à des achats d'énergie sur les marchés de court terme, lesquels ne sont assortis d'aucune garantie de livraison.

1 le cadre de l'appel d'offres A/O 2014-01, lancé en 2014 pour les hivers 2014-2015 à
2 2017-2018 dans le but de sécuriser des approvisionnements en puissance, le Distributeur
3 n'a été en mesure d'engager que 50 MW à l'horizon de 2017-2018.

4 De plus, l'octroi de trois contrats à Hydro-Québec Production dans le cadre de l'appel
5 d'offres A/O 2015-01 permet au Distributeur de sécuriser 500 MW à long terme, qui auraient
6 autrement été vendus à l'extérieur de la zone d'équilibrage du Québec, notamment sur le
7 *Forward Capacity Market* en Nouvelle-Angleterre^{8,9}. Toutefois, il diminue également les
8 quantités de puissance disponibles d'Hydro-Québec Production.

9 Le Distributeur suit de près les démarches de l'*Independent Electricity System Operator*
10 concernant le développement d'un marché de la puissance en Ontario¹⁰ de même que le
11 développement de projets d'interconnexions entre le Québec et les États-Unis. Cependant, il
12 subsiste encore beaucoup d'incertitudes autour de ces différents projets, de sorte qu'ils ne
13 permettent pas au Distributeur, pour l'instant, d'accroître le potentiel de contribution des
14 marchés de court terme.

15 Le Distributeur doit donc demeurer très prudent et il ne peut se permettre de surévaluer la
16 contribution potentielle des marchés de court terme, au risque de se retrouver dans
17 l'incapacité d'acquiescer, dans les délais prescrits, la puissance requise afin de respecter le
18 critère de fiabilité en puissance du NPCC. De manière à rencontrer son obligation d'assurer
19 la sécurité et la fiabilité des approvisionnements, le Distributeur suppose à des fins de
20 planification que les marchés de court terme pourraient pallier aux déséquilibres de court
21 terme de son bilan en puissance pour un maximum de 1 100 MW.

4.3.2. Moyens de puissance de long terme

22 Considérant l'entente avec TCE et les contrats issus de l'appel d'offres A/O 2015-01 portant
23 sur l'acquisition de 500 MW de puissance à long terme (conditionnel à l'obtention de
24 décisions favorables de la Régie), de même que les nouvelles interventions en gestion de la
25 demande en puissance, le Distributeur ne prévoit pas devoir procéder au lancement d'un
26 nouvel appel d'offres pour l'acquisition de moyens de puissance à long terme avant le dépôt
27 du prochain plan d'approvisionnement.

⁸ En outre, Hydro-Québec Production est susceptible de participer à un appel de propositions que devraient lancer les États du Massachusetts, du Connecticut et du Rhode Island pour un contrat à long terme d'achat d'électricité de source renouvelable.

⁹ Le Québec et l'Ontario ont convenu d'un nouveau protocole d'entente visant à explorer le potentiel de croissance du commerce d'électricité entre elles, qui pourrait vraisemblablement conduire vers un contrat de vente d'électricité d'Hydro-Québec Production à l'*Independent Electricity System Operator* (IESO) :

<http://www.fil-information.gouv.qc.ca/Pages/Article.aspx?aiguillage=ajd&type=1&TaillePage=50&idArticle=2309117790>.

¹⁰ Le Protocole d'entente d'échange saisonnier de puissance entre le Québec et l'Ontario garantit quant à lui, à la zone d'équilibrage du Québec, une contribution en puissance de 500 MW uniquement au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017 : <http://www.ieso.ca/Documents/corp/Summary-Capacity-Sharing-Agreement-Ontario-Quebec.pdf>.

5. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

5.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

- 1 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une
 2 réserve suffisante est requise pour faire face aux aléas de la demande et au risque
 3 d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est établie de manière à respecter le critère
 4 de fiabilité en puissance du NPCC, approuvé par la Régie, lequel exige que l'espérance de
 5 délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année.
- 6 La réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction des besoins
 7 à satisfaire, des aléas de la demande ainsi que des caractéristiques des ressources
 8 déployées par le Distributeur.
- 9 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le
 10 critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 5-1 présente l'évolution
 11 des taux de réserve depuis le dépôt de l'État d'avancement 2014.

TABLEAU 5-1 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année			
	courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
État d'avancement 2014	9,5%	9,9%	10,6%	11,1%
État d'avancement 2015	9,4%	9,5%	10,0%	10,4%

- 12 Le taux de réserve requise se compare à celui de l'État d'avancement 2014 pour l'année
 13 courante et est inférieur pour les années suivantes. Cette diminution s'explique
 14 principalement par le retrait de la contribution de l'électricité interruptible d'Alouette au bilan
 15 de puissance, à laquelle s'appliquait un taux de réserve de 60 %.

5.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

- 16 Hydro-Québec Production rend compte de la fiabilité en puissance de ses
 17 approvisionnements au début de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la
 18 Régie dans le cadre des suivis du plan d'approvisionnement.

5.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

- 19 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'approuvé par la Régie, est formulé
 20 comme suit :

- 1 Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du
2 scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa
3 climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors
4 Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année.
- 5 L'aléa global atteint 6,0 TWh à l'horizon de cinq ans, tel qu'il est présenté à la section 2.4. Le
6 tableau 5-2 présente l'impact sur les surplus de l'ajout d'un écart type au scénario de
7 demande de référence.

TABLEAU 5-2 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR (TWH)

	2016	2017	2018	2019	2020
Surplus (réf. Tableau 4-1)	(9,0)	(9,3)	(9,7)	(8,7)	(7,3)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 2-4)	3,4	3,8	4,2	4,7	6,0
Surplus + 1 écart type	(5,6)	(5,5)	(5,5)	(4,0)	(1,3)

- 8 L'ampleur des surplus sur la période fait en sorte que l'ajout d'un aléa d'un écart type sur la
9 demande se traduit uniquement par une réduction des surplus, sans nouveau besoin à
10 approvisionner. Le Distributeur dispose donc de suffisamment de moyens pour s'assurer du
11 respect du critère de fiabilité en énergie.

5.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

- 12 La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité
13 patrimoniale fournie par Hydro-Québec Production. Le Distributeur doit s'assurer que son
14 principal fournisseur est en mesure de répondre à ses obligations tout en respectant le
15 critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par ce dernier.
- 16 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès d'Hydro-Québec
17 Production. Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et
18 novembre de chaque année.
- 19 Les documents concernant le suivi de novembre 2015 seront transmis à la Régie dès qu'ils
20 seront disponibles.

6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

6.1. Bilan offre-demande

- 1 Le tableau 6-1 présente le bilan de puissance de chacun des réseaux autonomes. La marge
2 de puissance est obtenue de la différence entre la prévision des besoins et la puissance
3 garantie, laquelle est établie à partir du critère de planification.

TABLEAU 6-1 :
MARGES (DÉFICITS) DE PUISSANCE PAR RÉSEAU (MW)

	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Îles-de-la-Madeleine								
Cap-aux-Meules	8,6	8,4	8,1	7,9	7,6	7,4	7,1	6,9
L'Île-d'Entrée	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Nunavik								
Akulivik	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Aupaluk	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Inukjuak	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Ivujivik	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)
Kangiqsualujuaq	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Kangiqsujuaq	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)
Kangirsuk	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Kuujuaq	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
Kuujuarapik	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,4)
Puvirnituaq	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1
Quaqtaq	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Salluit	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)
Tasiujaq	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Umiujaq	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Basse Côte-Nord								
Lac Robertson	2,1	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5	1,5	1,4
La Romaine	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Port-Menier	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Schefferville								
Schefferville	2,5	1,9	1,6	1,4	1,1	0,9	0,6	0,5
Haute-Mauricie								
Opitciwan	0,6	0,5	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,5)
Clova	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

- 4 Outre l'amélioration notable de la marge du réseau de Schefferville, qui résulte de
5 l'augmentation de la capacité installée en génératrices mobiles, le portrait des déficits en
6 puissance est pratiquement identique à celui présenté dans l'État d'avancement 2014.

6.2. Stratégie d'approvisionnement

1 Le Distributeur poursuit sa stratégie annoncée dans le Plan. Ainsi, afin d'assurer le maintien
2 de la fiabilité du service, il agira tout d'abord sur la demande puis sur l'offre de capacité
3 lorsque nécessaire. Plus précisément, si les interventions en efficacité énergétique ne
4 suffisent pas à assurer l'équilibre offre - demande, le Distributeur procédera à l'ajout de
5 génératrices mobiles ou de capacités de production supplémentaires, lesquelles assureront
6 la suffisance des ressources et le respect du critère de planification.

6.2.1. Interventions en efficacité énergétique

7 Le Distributeur continuera de maximiser l'utilisation des programmes existants en efficacité
8 énergétique, tout en les adaptant aux particularités de chacun des réseaux. Ses
9 interventions visent les économies d'énergie, la gestion de la demande en puissance de
10 même que l'utilisation efficace de l'énergie.

11 Le Distributeur priorisera toutes les mesures d'économie d'énergie ayant un fort impact en
12 puissance. Dans cette optique, le programme d'isolation de l'entretoit pour la clientèle
13 résidentielle est privilégié dans les réseaux autonomes. Il est présentement offert à
14 Opitciwan et il sera déployé, à l'automne 2015, aux Îles-de-la-Madeleine et à l'Île d'Anticosti.
15 En 2016, ce programme sera offert à la ville de Schefferville. Les clientèles provenant de
16 Matimekush et de Kawawachikamach du réseau de Schefferville se sont déjà prévaluées de
17 ce programme en 2014-2015. Pour l'hiver 2015-2016, le Distributeur poursuivra sa
18 campagne de sensibilisation à la pointe hivernale, et ce, dans tous les réseaux autonomes.

19 Le Distributeur a élargi le programme d'utilisation efficace de l'énergie afin de permettre
20 l'utilisation du gaz propane aux Îles-de-la-Madeleine. Les modalités et conditions du
21 programme ont été établies pour la clientèle résidentielle voulant utiliser ce combustible pour
22 le chauffage de l'espace et de l'eau de leur résidence. Ce volet sera également offert à la
23 clientèle commerciale à l'automne 2016.

24 Enfin, tel qu'il l'a annoncé dans le dossier tarifaire 2016-2017 (dossier R-3933-2015), le
25 Distributeur travaille à la mise en place d'un programme s'adressant aux clients
26 institutionnels détenteurs de génératrices afin de se doter d'un moyen additionnel en
27 puissance. Un projet pilote visant à valider la faisabilité technique du programme et, le cas
28 échéant, à en estimer le potentiel commercial sera lancé au plus tard en 2016.

6.2.2. Projets en énergies renouvelables

29 Le 23 octobre 2015, le Distributeur a procédé au lancement d'un appel de propositions pour
30 l'achat d'un bloc d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW et intégré au réseau
31 des Îles-de-la-Madeleine. Au cours des prochains mois, le Distributeur procédera également
32 au lancement d'appels de propositions visant le remplacement du mazout comme source
33 d'énergie pour produire l'électricité dans certains réseaux.

- 1 Ces appels de propositions visent à garantir des approvisionnements fiables, à un coût
- 2 moindre que la production thermique à base de carburant diesel et qui, subsidiairement,
- 3 pourraient se traduire par une réduction de l'empreinte environnementale.

**ANNEXE A :
SOMMAIRE DE LA PRÉVISION
DES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES**

TABLEAU A-1 :
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)	6 755	6 802	6 840	6 885	6 932	6 979	7 024	7 069	7 116	7 165	7 218
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	43,8	36,8	36,5	36,2	35,0	33,8	32,5	31,2	30,8	30,2	29,2
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,0	1,4	1,7	1,8	1,7	1,9	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	-1,0	3,1	2,0	2,5	2,3	2,1	1,7	2,2	1,9	1,6	1,7
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	1,6	1,3	1,8	1,8	1,6	1,9	1,7	1,4	1,4	1,5	1,4
Croissance de l'emploi total (%)	1,2	-0,1	1,1	0,7	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	0,3	0,3
Croissance de la rémunération des salariés ¹ (%)	1,6	0,6	0,8	1,4	0,8	1,4	1,2	0,9	0,8	0,8	0,8

¹ La croissance du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

**ANNEXE B :
FOURCHETTES D'ENCADREMENT
DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**

1 Le Distributeur présente, aux tableaux B-1 et B-2, les fourchettes d'encadrement de la
 2 prévision de la demande du présent état d'avancement. Elles se fondent sur les estimations
 3 de l'aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales, présentées à la
 4 section 2.4. Les fourchettes d'encadrement couvrent une probabilité d'occurrence d'environ
 5 80 %.

TABLEAU B-1 :
ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE (TWh)

	2013	2014	2015 ¹	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023	
												TWh	tx annuel moyen
Scénario faible	184,8	183,9	182,5	181,5	182,2	182,4	182,9	183,8	185,2	186,5	187,6	2,7	0,1%
Scénario de référence	185,9	183,9	183,9	184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8	6,9	0,4%
Scénario fort	187,0	183,9	185,3	188,1	190,0	191,6	193,6	198,2	200,7	202,9	204,7	17,8	0,9%

¹ Incluant les besoins réels de janvier à mai 2015 normalisés pour les conditions climatiques.

TABLEAU B-2 :
ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE (MW)

	2012/13 ¹	2013/14 ¹	2014/15 ¹	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	Croissance 2012-2022	
												MW	tx annuel moyen
Scénario faible	37 397	37 519	37 879	37 032	37 369	37 499	37 674	38 020	38 402	38 687	38 938	1 541	0,4%
Scénario de référence	37 397	37 519	37 879	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288	2 891	0,7%
Scénario fort	37 397	37 519	37 879	39 059	39 598	39 968	40 457	40 901	41 547	41 997	42 401	5 004	1,3%

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

**ANNEXE C :
COMPARAISONS AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014**

TABLEAU C-1 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (TWH)

	2013 ¹	2014 ^{2,3}	2015 ⁴	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-23
Résidentiel et agricole												
État d'avancement 2015	65,1	65,2	65,8	67,1	67,5	68,0	68,4	69,2	69,4	69,8	70,3	5,2
État d'avancement 2014	65,1	65,5	66,3	67,1	67,3	67,7	68,2	69,0	69,2	69,7	70,1	5,0
Écart	0,0	-0,4	-0,5	0,0	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2	
Commercial et institutionnel												
État d'avancement 2015	35,1	35,6	35,9	36,3	36,4	36,5	36,7	37,0	37,1	37,2	37,4	2,3
État d'avancement 2014	35,1	35,6	36,0	36,4	36,5	36,6	36,8	37,1	37,1	37,2	37,3	2,2
Écart	0,0	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,1	
Industriel PME												
État d'avancement 2015	8,8	8,7	8,6	8,7	8,8	9,0	9,0	9,1	9,1	9,2	9,3	0,5
État d'avancement 2014	8,8	8,8	8,8	9,0	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,4	0,6
Écart	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	
Industriel grandes entreprises												
État d'avancement 2015	56,9	55,7	54,2	53,5	54,0	54,5	55,2	55,9	54,8	55,3	55,9	-1,0
État d'avancement 2014	56,9	55,8	55,6	56,7	57,0	57,1	57,6	58,9	60,0	60,8	61,4	4,6
Écart	0,0	-0,1	-1,4	-3,2	-2,9	-2,6	-2,5	-3,1	-5,2	-5,5	-5,5	
Autres												
État d'avancement 2015	5,5	5,6	5,6	5,7	5,8	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4
État d'avancement 2014	5,5	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4
Écart	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
État d'avancement 2015	171,3	170,8	170,2	171,2	172,5	173,6	175,0	176,9	176,2	177,4	178,7	7,4
État d'avancement 2014	171,3	171,3	172,3	174,8	175,4	176,2	177,5	180,0	181,4	182,9	184,1	12,9
Écart	0,0	-0,5	-2,2	-3,5	-3,0	-2,7	-2,5	-3,1	-5,3	-5,5	-5,4	

¹ Ventes réelles, normalisées pour les conditions climatiques.

² Pour l'État d'avancement 2015 du Plan, ventes réelles de janvier à décembre 2014, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Pour l'État d'avancement 2014 du Plan, incluant les ventes réelles de janvier à juillet 2014, normalisées pour les conditions climatiques.

⁴ Pour l'État d'avancement 2015 du Plan, incluant les ventes réelles de janvier à juillet 2015, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU C-2 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE¹ (TWH)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-2023
Consommation visée par le Plan												
État d'avancement 2015	171,7	171,2	170,5	171,5	172,7	173,8	175,2	177,0	176,3	177,5	178,8	7,1
État d'avancement 2014	171,7	171,7	172,6	175,0	175,7	176,5	177,7	180,2	181,5	183,0	184,2	12,5
Écart	0,0	-0,5	-2,2	-3,6	-3,0	-2,7	-2,5	-3,1	-5,3	-5,5	-5,4	
Pertes de distribution et de transport												
État d'avancement 2015	13,9	12,8	12,4	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8	13,9	14,0	0,1
État d'avancement 2014	13,9	13,2	13,6	13,8	13,9	13,9	14,0	14,2	14,3	14,4	14,5	0,6
Écart	0,0	-0,5	-1,2	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	
Besoins visés par le Plan												
État d'avancement 2015	185,6	184,0	182,9	184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8	7,2
État d'avancement 2014	185,6	185,0	186,2	188,8	189,5	190,4	191,7	194,4	195,8	197,4	198,8	13,1
Écart	0,0	-1,0	-3,4	-4,0	-3,3	-3,0	-2,9	-3,5	-5,8	-6,0	-6,0	

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2013 à 2015 pour l'État d'avancement 2015 et de 2013 à 2014 pour l'État d'avancement 2014.

TABLEAU C-3 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2014
BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES (MW)

	2012- 2013 ^{1,2}	2013- 2014 ^{1,2}	2014- 2015 ¹	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	Croiss. 2012-2022
Chauffage résidentiel et agricole												
État d'avancement 2015	11 231	11 418	11 581	11 748	11 916	12 068	12 214	12 353	12 479	12 595	12 704	1 474
État d'avancement 2014	11 231	11 355	11 512	11 621	11 734	11 848	11 953	12 064	12 159	12 252	12 331	1 100
Écart	0	63	70	128	181	220	261	288	320	343	373	
Chauffage commercial et institutionnel												
État d'avancement 2015	3 546	3 602	3 652	3 696	3 735	3 767	3 794	3 817	3 838	3 855	3 871	325
État d'avancement 2014	3 546	3 594	3 646	3 681	3 717	3 751	3 785	3 818	3 850	3 879	3 905	359
Écart	0	8	6	15	17	15	9	0	-12	-24	-35	
Eau chaude résidentiel et agricole												
État d'avancement 2015	1 840	1 861	1 879	1 899	1 918	1 934	1 950	1 965	1 979	1 990	2 002	162
État d'avancement 2014	1 840	1 861	1 878	1 891	1 909	1 926	1 942	1 956	1 969	1 979	1 989	150
Écart	0	0	1	8	9	9	9	10	10	11	12	
Industriel - PME												
État d'avancement 2015	1 533	1 517	1 518	1 517	1 527	1 537	1 547	1 558	1 568	1 579	1 589	56
État d'avancement 2014	1 533	1 517	1 518	1 538	1 552	1 563	1 574	1 579	1 590	1 601	1 613	80
Écart	0	0	0	-21	-25	-26	-27	-21	-22	-23	-24	
Industriel - Grandes entreprises												
État d'avancement 2015	7 174	6 888	6 859	6 531	6 600	6 715	6 803	6 873	6 781	6 828	6 895	-279
État d'avancement 2014	7 174	6 888	6 854	6 934	7 002	7 015	7 088	7 230	7 409	7 488	7 555	381
Écart	0	0	5	-403	-402	-299	-284	-357	-628	-660	-660	
Autres usages												
État d'avancement 2015	12 074	12 233	12 389	12 658	12 804	12 753	12 823	12 880	12 996	13 115	13 227	1 153
État d'avancement 2014	12 074	12 303	12 484	12 615	12 660	12 753	12 851	12 945	13 075	13 196	13 320	1 246
Écart	0	-70	-95	43	143	0	-28	-65	-79	-81	-92	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
État d'avancement 2015	37 397	37 519	37 879	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288	2 891
État d'avancement 2014	37 397	37 519	37 892	38 280	38 575	38 855	39 192	39 591	40 052	40 396	40 713	3 316
Écart	0	0	-14	-231	-76	-81	-61	-145	-411	-434	-425	

¹ Pour l'État d'avancement 2015, pointes normalisées pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

² Pour l'État d'avancement 2014, pointes normalisées pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

**ANNEXE D :
SUIVI DE LA PERFORMANCE DE LA PRÉVISION**

- 1 Lors des audiences du Plan, le Distributeur a présenté un plan d'évaluation de la
2 performance de la prévision¹¹. Dans ce dernier, le Distributeur indique qu'il fournira pour
3 chacun des secteurs l'écart moyen et l'erreur type (RCMCE) des modèles lors du prochain
4 plan d'approvisionnement.
- 5 Pour le moment, uniquement les ventes réelles des années 2012, 2013 et 2014 sont
6 disponibles. Dans cette annexe, le Distributeur présente donc, provisoirement, au
7 tableau D-1, les écarts de prévision pour l'État d'avancement 2012 du *Plan*
8 *d'approvisionnement 2011-2020*, pour le Plan ainsi que pour l'État d'avancement 2014.
- 9 Ainsi, il appert du tableau D-1 que les écarts entre les ventes réelles normalisées et les
10 ventes prévues sont relativement faibles. Dans le secteur des pâtes et papiers, une grande
11 partie des écarts de +2 108 GWh et +2 539 GWh constatés pour la prévision des ventes des
12 années 2013 et 2014, déposée dans l'État d'avancement 2012, est attribuable au
13 redémarrage des usines Stadacona (août 2012) et Produits forestiers Résolu (octobre 2012
14 et mai 2013). Dans le secteur de la sidérurgie, de la fonte et de l'affinage, l'écart
15 de -544 GWh, pour la prévision des ventes de l'année 2013 faite lors de l'État d'avancement
16 2012, s'explique essentiellement par un conflit de travail dans le secteur du silicium. Dans le
17 secteur Pétrole et chimie, les écarts pour l'année 2014, de -382 GWh et -430 GWh, sont
18 principalement attribuables à la fermeture d'une partie de l'usine d'Olin à Bécancour (juin
19 2014).
- 20 Les autres écarts sont essentiellement dus aux variations économiques.

¹¹ Voir la page 19 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0081) du dossier R-3864-2013.

TABLEAU D-1 :
ÉCARTS¹ DE PRÉVISION PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (GWH)

	2012	2013	2014
Résidentiel et agricole			
État d'avancement 2012	166	-102	-108
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-360	-157
État d'avancement 2014			-37
Commercial et institutionnel			
État d'avancement 2012	-36	199	449
Plan d'approvisionnement 2014-2023		9	172
État d'avancement 2014			46
Industriel PME			
État d'avancement 2012	-17	30	-742
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-156	-279
État d'avancement 2014			-128
Industriel grandes entreprises²			
Pâtes et papiers			
État d'avancement 2012	402	2 108	2 539
Plan d'approvisionnement 2014-2023		420	1 374
État d'avancement 2014			122
Pétrole et chimie			
État d'avancement 2012	-59	-60	-382
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-134	-430
État d'avancement 2014			-57
Mines			
État d'avancement 2012	26	-159	-371
Plan d'approvisionnement 2014-2023		5	-15
État d'avancement 2014			-28
Sidérurgie, fonte et affinage			
État d'avancement 2012	86	-544	-387
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-137	25
État d'avancement 2014			89
Divers manufacturier			
État d'avancement 2012	-1	-160	-176
Plan d'approvisionnement 2014-2023		17	-36
État d'avancement 2014			-29
Autres			
État d'avancement 2012	5	26	109
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-12	60
État d'avancement 2014			-7

¹ Les écarts égalent les ventes réelles moins les ventes prévues.

² Excluant les contrats spéciaux, mais incluant les ventes au tarif M Grandes entreprises.

ANNEXE E :
Liste des Contrats d'Approvisionnement de Long Terme
du Distributeur

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de mise en service projetée ou réelle
Parcs éoliens			
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Baie-des-Sables)	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Cartier Énergie Éolienne Inc. (l'Anse-à-Valleau)	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Carleton)	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Northland Power Inc. (St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	133,3	20 novembre 2009
Northland Power Inc. (Mont-Louis)	Mont-Louis	100,5	17 septembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Montagne sèche)	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	25 novembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Gros-Morne)	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	29 novembre 2011 6 novembre 2012
Énergie éolienne le Plateau S.E.C. (Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	28 mars 2012
EEN CA Saint-Robert Bellarmin S.E.C. et Enbridge projet éolien Saint-Robert Bellarmin S.E.C. (St-Robert-Bellarmin)	St-Robert-Bellarmin	80,0	11 octobre 2012
Kruger Énergie Montérégie S.E.C. (Montérégie)	St-Rémi	101,2	12 décembre 2012
EEN CA Massif du Sud S.E.C. et Enbridge Massif du Sud Wind Project Limited Partnership (Massif du Sud)	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	18 janvier 2013
EEN CA Lac Alfred S.E.C. et Enbridge Projet éolien LacAlfred S.E.C. (Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	19 janvier 2013 31 août 2013
Venterre NRG Inc. (New Richmond)	MRC Bonaventure	67,8	13 mars 2013
Éoliennes de l'Érables Inc. (De L'Érable)	MRC de L'Érable	100,0	16 novembre 2013
Parc éolien communautaire Viger- Denonville S.E.C. (Viger-Denonville)	St-Paul-de-la-Croix et St- Épiphane MRC Rivière-du-Loup	24,6	19 novembre 2013
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 2)	MRC de la Côte-de-Beaupré	131,2	28 novembre 2013
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante MRC d'Avignon	156,9	7 décembre 2013
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de-Beaupré	140,6	10 décembre 2013
S.E.C. EEN CA La Mitis et Énergie de La Mitis Inc. (La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	17 octobre 2014
S.E.C. EEN CA Le Granit et Énergie du Granit Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	14 novembre 2014

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de mise en service projetée ou réelle
Parcs éoliens			
EEN CA Rivière-du-Moulin S.E.C. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay	150,0	27 novembre 2014
	MRC Charlevoix	200,0	(1er novembre 2015)
Par éolien de la Seigneurie de Beauré 4, S.E.N.C. (Seigneurie de Beauré 4)	MRC de la Côte-de- Beauré	67,9	1er décembre 2014
Éoliennes Témiscouata S.E.C. (Témiscouata)	Saint-Honoré-de- Témiscouata MRC Témiscouata	23,5	1er décembre 2014
Société en commandite Fleur de lis Éoliennes Saint-Damase (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	23,5	2 décembre 2014
Énergie éolienne Vents du Kempt S.E.C. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	101,05	3 décembre 2014
Énergie éolienne communautaire Le Plateau S.E.C. (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	21,15	12 décembre 2014
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	16 janvier 2015
Borex inc. (Parc Témiscouata II (anc. St-Valentin))	Saint-Honoré-de- Témiscouata et de Saint- Elzéar-de-Témiscouata MRC de Témiscouata	51,7	(1er décembre 2015)
EEN CA Mont-Rothery S.E.C. (Mont-Rothery)	MRC Charlevoix-Est	74,0	(1er décembre 2015)
Énergies Durables Kahnawá:ke Inc. (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	18,8	(1er décembre 2016)
Éoliennes Côte-de-Beauré S.E.C. (Côte-de-Beauré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beauré	23,5	(1er décembre 2015)
Éoliennes Belle-Rivière S.E.C. (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1er décembre 2016)
Éoliennes Frampton S.E.C. (Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	(1er décembre 2015)
Parc éolien Pierre-De Saurel S.E.C. (Pierre-de-Saurel)	Yamaska, St-Robert et St- Aimé MRC Pierre-de-Saurel	24,6	(1er décembre 2016)
Parc éolien Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. (Mesgi'g Ugju's'n)	TNO de Rivière Nouvelle MRC d'Avignon	149,3	(1er décembre 2016)
Roncevaux	Gaspésie	74,8	(1er décembre 2016)
Parc éolien Nicolas-Riou	Bas St-Laurent	224,4	(1er décembre 2017)
Parc éolien Mont Sainte-Marguerite	Chaudière-Appalaches	147,2	(1er décembre 2017)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de mise en service projetée ou réelle
Centrales de cogénération			
TransCanada Energy Ltd. (Centrale de production d'électricité de Bécancour)	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville)	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1er juillet 2007
Tembec (Témiscaming)	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008
FibreK S.E.N.C. (Renouvellement SF 2012)	St-Félicien	33,2	5 mai 2012
Terreau Biogaz Inc. (Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Sainte-Cécile-de-Milton	1 1 1	29 juin 2012 20 juin 2013 (1er décembre 2028)
EBI Énergie Inc (Saint-Thomas)	Saint-Thomas	9,4	4 juillet 2012
WM Québec Inc. (Saint-Nicéphore)	Saint-Nicéphore	7,6	2 octobre 2012
FibreK S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	St-Félicien	9,5	16 novembre 2012
PF Résolu Canada Inc. (Dolbeau-Mistassini)	Maria Chapdelaine	26,5	22 décembre 2012
PF Résolu Canada Inc. (Gatineau)	Maria Chapdelaine	15,0	15 juin 2013
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Thurso)	Thurso	18,8	2 octobre 2013
Domtar Inc. (Windsor)	Windsor MRC Val Saint-François	30,0	10 novembre 2013
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville #2)	Val Saint-François	3,75	3 novembre 2014
Tembec Énergie S.E.C. (Témiscaming #2)	Témiscaming	50,0	29 janvier 2015
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Thurso 2014)	Thurso	5,20	1er avril 2015
9139-3991 Québec Inc. (Valleyfield)	Salaberry-de-Valleyfield (Québec)	9,75	(30 septembre 2016)
Biomont Énergie Inc. (Cogénération Biomont)	Montréal	4,8	(31 août 2016)
Fortress Global Cellulose Ltd. (Énergie Quévillon 2012)	Lebel-sur-Quévillon	45,0	(1er mars 2017)
Bioénergie Sacré-Cœur S.E.C. (Boisaco)	Sacré-Cœur MRC de la Haute Côte-Nord	9,9	(13 septembre 2017)
Finaxo Canada inc. (Cogénération Bedford)	Bedford MRC Brome-Missisquoi	9,5	(29 décembre 2017)
Domtar Inc. (Windsor)	Windsor MRC Val Saint-François	17,0	(1 novembre 2017)
Société FerroQuébec inc. (Port-Cartier FerroQuébec)	Port-Cartier	9,0	(1 novembre 2017)
Chantiers Chibougamau (Assinica)	Nord-du-Québec	4,5	(19 mars 2018)
Cogénération Val-D'Or S.E.C. (Val D'Or)	MRC La Vallée de l'Or	9,9	(15 mars 2018)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de mise en service projetée ou réelle
Centrales hydrauliques			
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	350,0	1er mars 2007
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	250,0	1er mars 2007
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Chutes à Thompson)	Franquelin	9,9	22 décembre 2010
Ville de Saguenay (Chute-Garneau)	Saguenay	5,3	9 mars 2011
Ville de Saguenay (Pont-Arnaud)	Saguenay	8,0	22 mars 2011
Société d'Énergie Rivière Sheldrake Inc. (Courbe du Sault, rivière Sheldrake)	Rivière-au-Tonnerre MRC de Minganie	25,0	11 janvier 2013
Énergie hydroélectrique ouïatchouan S.E.C. (Val-Jalbert)	Chambord MRC Domaine-du-Roy	16,0	6 février 2015
Énergie hydroélectrique Pessamit, S.E.C. (Chutes du six milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	13,2	À déterminer
Énergie hydroélectrique Pessamit, S.E.C. (Chutes du quatre milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	5,5	À déterminer
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachim)	St-Joachim MRC La Côte-de-Beaupré	23,2	22 novembre 2016

ANNEXE F :
SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

TABLEAU F-1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

Sommaire des contrats en base et cyclable

Données mensuelles (en MW) et annuelles (en TWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	50	300	300	400	400	400	0	0	0	
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	50	300	300	400	400	400	0	0	0	
	Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	50	50	200	350	303	0	0	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,5	0,7	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	
En TWh	Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,5	0,7	0,8	0,8	0,0	0,0	
	Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-2,8	-2,3	-1,6	-0,8	0,0	0,0	0,0	

ANNEXE G :
POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE
EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

TABLEAU G-1 :
POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
Secteur Résidentiel

Mesures incluses au PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver (\$2012)	Potentiel (MW)
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	20
Gestion manuelle des points de consigne - comportemental	0	800
Laveuse - comportemental	0	90
Lave-vaisselle - comportemental	0	130
Sécheuse - comportemental	0	540
Spas - comportemental	0	20
Chauffe-eau 3 éléments	14	80
Stockage thermique avec contrôle - 40 logements	16	120
Biénergie additionnelle - 40 logements	18	120
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	22	430
Gestion des points de consigne - systèmes centraux	28	880
Chauffe-eau - contrôle à distance (profils moyens et élevés)	37	510
Chauffe-eau - contrôle à distance (profils faibles)	67	480
Biénergie additionnelle - Plex, Uni.	84	1 290
Mesures exclues du PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver (\$2012)	Potentiel (MW)
PAC appoint gaz	104	900
Gestion des points de consigne - plinthes	112	1 650
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle	115	1 480
Stockage thermique avec contrôle - Plex, Uni.	148	2 970
Électroménagers - contrôle	387	910
Chauffe-eau à stockage accru	502	250
Gestion de l'éclairage - contrôle	1 174	100

TABLEAU G-2 :
POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE EN GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE
Secteur Commercial et institutionnel

Mesures incluses au PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver (\$ 2012)	Potentiel (MW)
Arrêt du chauffage anti-condensation - client	0	10
Contrôle de l'éclairage - serres	0	10
Optimisation des horaires de démarrage (avec SGE)	5	20
Réduction du débit d'air neuf	5	480
Contrôle du chauffe-eau	7	10
Stockage thermique - local	7	80
Stockage thermique avec contrôle	7	80
Gestion des températures de consigne (avec SGE)	8	40
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle (avec SGE)	9	0
Interruption de l'humidification	18	50
Optimisation des horaires de démarrage (avec SGE)	18	20
Gestion des températures de consigne	21	460
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle	22	90
Réduction du débit d'air neuf	24	650
Réduction du débit de ventilation (avec SGE)	24	20
Stockage thermique - local	24	1 220
Contrôle du chauffe-eau (sans SGE)	25	140
Chauffage biénergie	26	1 360
Stockage thermique avec contrôle	26	1 220
Groupes électrogènes de secours	30	610
Chauffe-eau biénergie gaz	33	10
Groupes électrogènes de secours	42	70
Chauffage biénergie	47	410
Stockage thermique - local	49	20
Chauffe-eau à stockage accru	53	0
Stockage thermique avec contrôle	54	20
Pompe à chaleur à appoint propane	66	120
Mesures exclues du PTÉ	Coût unitaire \$/kW-hiver (\$ 2012)	Potentiel (MW)
Chauffe-eau à stockage accru - contrôle	104	180
Arrêt du chauffage anti-condensation - contrôle	147	10
Interruption de l'humidification	168	40
Réduction du débit d'air neuf	183	350
Réduction du débit de ventilation	199	100
Contrôle du chauffe-eau	213	120
Gestion des températures de consigne	285	1 120
Ballast à modulation	349	260
Optimisation des horaires de démarrage	459	120
Ajustement du débit des pompes de chauffage	535	20
Chauffe-eau biénergie gaz	619	280
Contrôle de l'éclairage - public	725	40

**ANNEXE H :
SUIVI DE LA DÉCISION D-2015-013
POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES**

1. PERTES OBSERVÉES EN RÉSEAUX AUTONOMES

1 Aux paragraphes 120 et 121 de sa décision D-2015-013, la Régie demande « de présenter,
2 dans le prochain état d'avancement du Plan, les avenues permettant de mieux évaluer la
3 consommation des charges internes et des services auxiliaires du Distributeur, notamment
4 dans le cadre du déploiement du Projet LAD dans ces réseaux. »¹² et « de poursuivre sa
5 démarche d'identification des pertes de transport et de distribution dans les réseaux
6 autonomes ayant des taux de pertes supérieures à 7,5 %, soit dans les réseaux de Akulivik,
7 Tasiujaq, Lac-Robertson et Schefferville. »¹³

8 Tout d'abord, le Distributeur souligne que le déploiement de compteurs de nouvelle
9 génération en réseaux autonomes n'aura pratiquement pas d'impact sur le taux de pertes
10 observées sur une période de 5 ans puisque la précision du compteur de nouvelle
11 génération sera la même que celle des compteurs existants. Par contre, les compteurs de
12 nouvelle génération permettront de réduire la variabilité des taux de pertes observées à
13 chaque année, étant donné que les données de consommation ne seront plus tributaires de
14 la relève du compteur.

15 À la suite de la décision D-2011-162 relative au *Plan d'approvisionnement 2011-2020*
16 (dossier R-3748-2010), le Distributeur a effectué plusieurs travaux pour améliorer la qualité
17 des informations servant au calcul des pertes observées pour chacun des 22 réseaux
18 autonomes. Les améliorations effectuées ont été présentées à l'annexe 2A de la pièce
19 HQD-2, document 2 (B-0010) du Plan (dossier R-3864-2013). De surcroît, le Distributeur
20 poursuit de façon continue l'analyse des statistiques historiques servant au calcul des pertes
21 observées. Ces analyses permettent d'ajuster au besoin les statistiques historiques de
22 consommation ou de production afin qu'elles reflètent plus justement la réalité de chacun des
23 réseaux.

24 Toutefois, pour certains réseaux, la capacité d'analyse du Distributeur est limitée par la
25 quantité de pertes calculée qui est souvent très petite. Par exemple, l'écart entre le taux de
26 pertes observées à Tasiujaq (en moyenne 8 %) et celui de l'ensemble des réseaux du
27 Nunavik (en moyenne 5 %) est de 3 %. La validation de cet écart de pertes est complexe
28 puisqu'à Tasiujaq, par exemple, une variation de 21 000 kWh produit une variation de 1 % du
29 taux de pertes observées. Or, la consommation annuelle pour un client moyen de ce réseau
30 est de 15 000 kWh incluant chacun des clients du secteur Commercial et institutionnel qui a
31 une consommation unitaire moyenne de plus de 40 000 kWh.

32 Par ailleurs, le Distributeur tient à préciser que la qualité des statistiques historiques (ventes,
33 usage interne, services auxiliaires, production), actuellement disponibles, est adéquate pour
34 la gestion et la planification des réseaux autonomes. D'une part, les ventes historiques
35 permettent d'évaluer les déterminants de la prévision, notamment l'évolution des nouveaux

¹² Décision D-2015-013 du 26 février 2015, dossier R-3864-2013.

¹³ Idem.

1 abonnements et de la consommation unitaire. D'autre part, les statistiques historiques de la
2 production sont précises et permettent au Distributeur de connaître les besoins en énergie et
3 en puissance de chacun des réseaux autonomes. Plus particulièrement, une modification
4 des pertes observées en réseaux autonomes ne peut avoir d'impact sur les valeurs de
5 production et, par conséquent, ne permettrait pas de reporter un déficit de puissance planifié.

6 Conformément au paragraphe 122 de la décision D-2015-013, le Distributeur présente aux
7 tableaux H-1 et H-2 les écarts en pourcentage entre la production et les ventes pour les
8 années 2013 et 2014 respectivement.

**TABLEAU H-1 :
ÉCARTS EN POURCENTAGE ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES - 2013**

	Production (en GWh)	Services auxiliaires, pertes et usage interne (en GWh)	Ventes (en GWh)	Écarts entre la production et les ventes en %	Services auxiliaires (en GWh)	Usage interne (en GWh)	Pertes (en GWh)
Îles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	191,2	22,7	168,5	13,5%	13,01	0,30	9,37
Île-d'Entrée	1,0	0,2	0,8	28,3%	0,13	0,02	0,07
Sous-total :	192,2	22,9	169,3	13,5%	13,15	0,32	9,44
Nunavik							
Akulivik	3,3	0,4	2,9	14,7%	0,15	0,00	0,27
Aupaluk	1,7	0,2	1,5	12,8%	0,06	0,01	0,13
Inukjuak	9,3	0,6	8,6	7,5%	0,22	0,01	0,42
Ivujivik	2,1	0,2	1,9	11,0%	0,12	0,01	0,08
Kangiqsualujuaq	4,4	0,3	4,1	8,1%	0,16	0,01	0,17
Kangiqsujuaq	4,2	0,4	3,9	9,3%	0,14	0,02	0,19
Kangirsuk	3,5	0,2	3,3	5,2%	0,11	0,01	0,05
Kuujuaq	19,0	1,0	18,0	5,7%	0,47	0,03	0,52
Kuujuarapik	11,1	0,9	10,2	8,8%	0,33	0,03	0,55
Puvirnituq	10,8	1,0	9,8	10,3%	0,25	0,01	0,75
Quaqtaq	2,5	0,2	2,3	9,0%	0,12	0,01	0,08
Salluit	7,8	0,8	7,0	12,1%	0,28	0,01	0,55
Tasiujaq	2,4	0,3	2,1	14,8%	0,10	0,01	0,20
Umiujaq	2,8	0,3	2,5	11,4%	0,15	0,00	0,13
Sous-total :	84,9	6,9	78,0	8,9%	2,65	0,16	4,10
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	70,6	8,9	61,7	14,4%	1,60	0,65	6,67
La Romaine	13,6	1,0	12,6	7,9%	0,36	0,03	0,61
Anticosti	4,4	0,5	3,9	13,0%	0,24	0,01	0,26
Sous-total :	88,7	10,4	78,2	13,3%	2,20	0,69	7,53
Schefferville	45,3	7,7	37,6	20,5%	1,45	0,73	5,55
Haute-Mauricie							
Clova	0,8	0,1	0,7	19,5%	0,02	0,02	0,09
Opitciwan	12,6	0,8	11,8	6,7%	0,31	0,01	0,49
Sous-total :	13,4	0,9	12,5	7,4%	0,33	0,02	0,58
Réseaux autonomes	424,6	48,9	375,7	13,0%	19,8	1,9	27,2

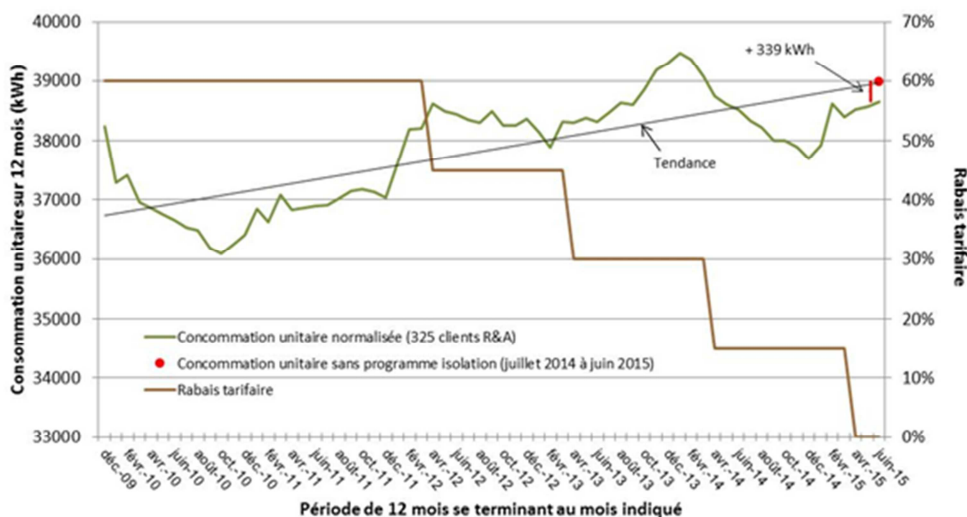
TABLEAU H-2 :
ÉCARTS EN POURCENTAGE ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES – 2014

	Production (en GWh)	Services auxiliaires, pertes et usage interne (en GWh)	Ventes (en GWh)	Écarts entre la production et les ventes en %	Services auxiliaires (en GWh)	Usage interne (en GWh)	Pertes (en GWh)
Îles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	197,0	22,4	174,5	12,8%	13,13	0,29	9,00
Île-d'Entrée	1,1	0,2	0,8	26,3%	0,14	0,03	0,06
Sous-total :	198,0	22,6	175,4	12,9%	13,27	0,32	9,05
Nunavik							
Akulivik	3,4	0,4	3,0	12,6%	0,17	0,00	0,21
Aupaluk	1,8	0,1	1,7	7,2%	0,07	0,01	0,04
Inukjuak	9,7	0,9	8,9	9,8%	0,27	0,01	0,59
Ivujivik	2,3	0,2	2,2	7,2%	0,10	0,01	0,05
Kangiqualujuaq	4,5	0,3	4,2	6,6%	0,16	0,00	0,11
Kangijsujuaq	4,5	0,4	4,1	10,6%	0,14	0,02	0,27
Kangirsuk	3,4	0,2	3,2	5,4%	0,10	0,02	0,05
Kuujuaq	19,6	0,9	18,8	4,6%	0,48	0,02	0,35
Kuujuarapik	11,5	0,9	10,7	8,2%	0,36	0,03	0,48
Puvirnituq	11,1	0,9	10,2	9,2%	0,27	0,00	0,66
Quaqtaq	2,6	0,2	2,4	9,4%	0,10	0,01	0,12
Salluit	7,9	0,7	7,2	9,8%	0,27	0,00	0,43
Tasiujaq	2,5	0,2	2,2	11,0%	0,11	0,00	0,13
Umiujaq	2,8	0,2	2,6	7,8%	0,16	0,00	0,05
Sous-total :	87,7	6,4	81,3	7,9%	2,77	0,12	3,55
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	72,8	10,1	62,7	16,2%	1,62	0,46	8,07
La Romaine	14,0	1,0	13,1	7,5%	0,32	0,03	0,63
Anticosti	4,6	0,5	4,1	12,8%	0,25	0,01	0,27
Sous-total :	91,5	11,7	79,8	14,6%	2,19	0,50	8,97
Schefferville	46,9	8,0	38,8	20,7%	1,45	0,73	5,88
Haute-Mauricie							
Clova	0,8	0,1	0,7	13,5%	0,02	0,02	0,06
Opitciwan	12,7	0,9	11,8	7,7%	0,31	0,01	0,59
Sous-total :	13,5	1,0	12,5	8,1%	0,33	0,02	0,65
Réseaux autonomes	437,6	49,8	387,8	12,8%	20,01	1,69	28,10

2. IMPACT DE LA DIMINUTION DU RABAIS TARIFAIRE À SCHEFFERVILLE

1 Conformément au paragraphe 113 de la décision D-2015-013¹⁴, le Distributeur a évalué
 2 l'impact de la diminution du rabais tarifaire sur l'évolution de la demande d'électricité du
 3 réseau de Schefferville. Pour ce faire, le Distributeur a analysé le sous-ensemble de tous les
 4 clients qui ont consommé de l'électricité en tout temps sur la période de janvier 2009 à juin
 5 2015. L'analyse de ce sous-ensemble permet d'évaluer l'impact de la diminution du rabais
 6 tarifaire sur la consommation d'électricité d'un seul groupe de clients. Sur cette période de
 7 six ans, le nombre de clients actifs est de 325 au secteur Résidentiel et agricole et de 78 au
 8 secteur Commercial, institutionnel et industriel PME, soit plus de 50 % des clients de ces
 9 deux secteurs en 2015. Les figures H-1 et H-2 présentent respectivement pour le secteur
 10 Résidentiel et agricole et pour le secteur Commercial et institutionnel et industriel PME,
 11 l'évolution de leur consommation unitaire normalisée sur une période de 12 mois mobile.
 12 Elles présentent également l'évolution du rabais tarifaire pour chacun des secteurs.

FIGURE H-1 :
ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION UNITAIRE NORMALISÉE SUR UNE PÉRIODE DE 12 MOIS MOBILE
(SECTEUR RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE)



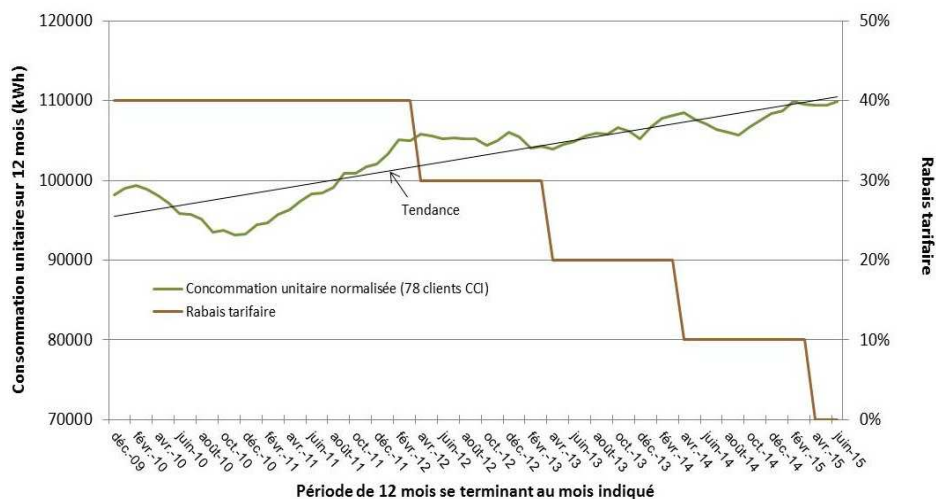
13 Au secteur Résidentiel et agricole, la consommation unitaire normalisée présente une
 14 croissance moyenne de +420 kWh ou +0,1 % par année sur la période 2009-2015. Cette
 15 hausse s'observe malgré les efforts du Distributeur dans ses interventions en efficacité
 16 énergétique dans le cadre du PGEÉ dont l'impact sur la consommation unitaire est estimé
 17 à -160 kWh par année sur la même période. De plus, des travaux dans le cadre du
 18 programme d'isolation des entretoits ont été réalisés dans la première moitié de l'année 2014
 19 chez 41 des 325 clients résidentiels analysés. Avec un gain unitaire pour ces travaux estimé

¹⁴ Idem.

1 à 2 688 kWh, l'impact de ce programme sur la consommation unitaire moyenne des 325
2 clients est d'environ 339 kWh ($41 * 2\,688 / 325$). La figure H-1 présente la consommation
3 unitaire normalisée sans l'impact de ce programme sur la période de 12 mois se terminant
4 en juin 2015 (point rouge dans la figure H-1).

5 Cette analyse démontre que les clients résidentiels ne semblent pas avoir réduit leur
6 consommation à la suite de la diminution du rabais tarifaire. Ce constat est corroboré par
7 l'analyse statistique qui ne peut établir aucune corrélation entre la diminution du rabais
8 tarifaire et les consommations unitaires du secteur Résidentiel et agricole. En fait, ces
9 consommations semblent inélastiques au rabais tarifaire. À titre indicatif, la croissance
10 2013-2023 de la consommation unitaire prévue dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*
11 était de -0,04 % par année.

FIGURE H-2 :
ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION UNITAIRE NORMALISÉE SUR UNE PÉRIODE DE 12 MOIS MOBILE
(SECTEUR COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL PME)



12 Le constat est le même pour le secteur Commercial, institutionnel et industriel PME puisque
13 les 78 clients analysés ont augmenté leur consommation unitaire normalisée sur la période
14 de janvier 2009 à juin 2015, et ce, malgré la diminution du rabais tarifaire. De plus, l'analyse
15 statistique ne peut établir aucune corrélation entre la diminution du rabais tarifaire et la
16 consommation unitaire de ce secteur.

17 À la suite de cette analyse, le Distributeur réitère qu'il prévoit que la hausse de tarif aura peu
18 ou pas d'impact sur la consommation du réseau de Schefferville. D'une part, la
19 consommation d'électricité du réseau de Schefferville provient, dans sa majeure partie, des
20 usages de chauffage des locaux et de l'eau. En dépit de la hausse du prix de l'électricité, le
21 Distributeur ne prévoit pas que les clients se convertissent massivement à une autre source
22 d'énergie. L'électricité demeure concurrentielle et l'offre d'énergies concurrentes est limitée.

- 1 D'autre part, la consommation des autres équipements électriques est relativement captive,
- 2 les possibilités de substitution à une autre source d'énergie étant quasi inexistantes.