

313

DA20

Projet à 735 kV de la Chamouchouane–
Bout-de-l'Île

6212-09-066

ÉTAT D'AVANCEMENT 2014 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	12
4. APPROVISIONNEMENTS ET ÉQUILIBRE OFFRE - DEMANDE	14
4.1. Caractéristiques des approvisionnements existants	14
4.2. Approvisionnements projetés	14
4.2.1. Appel d'offres éolien (450 MW)	14
4.2.2. Entente d'intégration éolienne	15
4.2.3. Petites centrales hydroélectriques	15
4.3. Bilan en énergie	15
4.4. Bilan en puissance	16
4.4.1. Moyens de puissance de long terme	17
4.4.2. Utilisation en pointe de la centrale de TCE à Bécancour	18
4.4.3. Énergie en base et puissance associée en hiver	18
4.4.4. Contribution des marchés de court terme	18
5. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	19
5.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	19
5.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur	19
5.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	19
5.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur	20
6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	21
6.1. Rappel de la stratégie du Distributeur	21
6.2. Bilan offre-demande	21
6.3. Stratégie d'approvisionnement	23
6.3.1. Interventions en efficacité énergétique	23
6.3.2. Suivi des projets en énergies renouvelables	23
ANNEXE A : SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES	25
ANNEXE B : FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	29
ANNEXE C : COMPARAISONS AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023	33
ANNEXE D : SUIVI DE LA PERFORMANCE DE LA PRÉVISION	37
ANNEXE E : LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME DU DISTRIBUTEUR .	41
ANNEXE F : SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE	47

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 : Prévission des ventes d'électricité par secteur de consommation (en TWh)	8
Tableau 2-2 : Prévission des besoins en énergie (en TWh).....	9
Tableau 2-3 : Prévission des besoins en puissance (en MW).....	10
Tableau 2-4 Aléa sur les besoins en énergie Écart type (en TWh)	10
Tableau 2-5 : Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver Écart type (en MW)	11
Tableau 3-1 : Contribution des interventions en efficacité énergétique à la réduction des besoins de puissance (en MW).....	13
Tableau 4-1 : Bilan en énergie (en TWh).....	16
Tableau 4-2 : Bilan en puissance (en MW).....	17
Tableau 5-1 : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance.....	19
Tableau 5-2 : Critère de fiabilité en énergie du Distributeur (en TWh)	20
Tableau 6-1 : Marges (déficits) de puissance par réseau (en MW)	22
Tableau A-1 : Principales variables démographiques et économiques	27
Tableau B-1 : Encadrement de la prévission de la demande Besoins en énergie (en TWh) ..	31
Tableau B-2 : Encadrement de la prévission de la demande Besoins en puissance (en MW)	31
Tableau C-1 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2014-2023 Prévission des ventes par secteurs de consommation (en TWh)	35
Tableau C-2 : Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023 Prévission des besoins en énergie (en TWh).....	35
Tableau C-3 : Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023 Besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages (en MW)	36
Tableau D-1 : Écarts ¹ de prévission par secteurs de consommation (en GWh).....	40
Tableau F-1 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée	49

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

1.1. Contexte

1 Le présent état d'avancement constitue le premier suivi du Plan d'approvisionnement
2 2014-2023 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
4 période 2014-2023, à la suite de la mise à jour de la prévision des besoins en
5 énergie et en puissance ainsi que des moyens existants et projetés pour les combler.
6 Les éléments ayant marqué la planification des approvisionnements et les actions
7 entreprises par le Distributeur depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement
8 2014-2023 (le Plan) y sont également intégrés. À ce titre, les évènements suivants
9 sont à noter :

10 **Le 18 décembre 2013** Lancement de l'appel d'offres visant l'acquisition
11 de 450 MW d'énergie éolienne.

12 **Le 19 décembre 2013** Approbation par la Régie d'une entente globale cadre pour
13 la période du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2016
14 (D-2013-206).

15 **Le 27 mai 2014** Approbation par la Régie des amendements à l'entente de
16 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons
17 de la centrale de TCE (D-2014-086).

18 **Les 16 et 17 juillet 2014** Réception des soumissions et octroi des contrats dans le
19 cadre de l'appel d'offres de court terme visant l'achat de
20 puissance garantie, lancé le 29 mai 2014.

21 **Le 8 septembre 2014** Approbation par la Régie de la demande relative aux
22 options d'électricité interruptible (D-2014-156).

23 **Le 26 septembre 2014** Dépôt à la Régie d'un complément de preuve portant sur
24 le lancement d'un appel d'offres de long terme, pour
25 combler des besoins en puissance, dans la demande
26 d'approbation du Plan (R-3864-2013).

27 **Le 7 octobre 2014** Rejet par la Régie de la demande de l'AQCIE-CIFQ visant
28 une déclaration d'inapplicabilité de certaines dispositions
29 réglementaires, dans le cadre de la demande
30 d'approbation des caractéristiques du service d'intégration
31 éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition
32 d'un service d'intégration éolienne (D-2014-174).

1		Rejet par la Régie de la requête en irrecevabilité de
2		l'AQCIE, dans le cadre de la demande d'approbation de la
3		grille de pondération des critères d'évaluation pour l'appel
4		d'offres de 450 MW d'énergie éolienne (D-2014-175).
5	Le 20 octobre 2014	Approbation par la Régie de la grille de pondération des
6		critères d'évaluation pour l'appel d'offres de 450 MW
7		d'énergie éolienne (A/O 2013-01) (D-2014-180).
8	Le 21 octobre 2014	Rejet par la Régie de la contestation de l'AQCIE relative
9		aux blocs de 450 MW et 149,65 MW d'énergie éolienne
10		(D-2014-182)

1.2. Faits saillants

11 Depuis le dépôt du Plan, les activités en approvisionnement du Distributeur ont
12 notamment été marquées par un hiver plus froid que la normale. L'impact des
13 conditions climatiques a entraîné, à lui seul, une demande en énergie accrue de près
14 de 6 TWh pour l'hiver 2013-2014, dont 4 TWh en 2014, ce qui a résulté en des
15 achats de court terme plus importants que ceux prévus dans le Plan. En ce qui a trait
16 aux approvisionnements de long terme, le Distributeur a procédé au lancement d'un
17 appel d'offres visant l'acquisition de 450 MW de production éolienne, à la suite de
18 l'émission par le gouvernement du décret 1149-2013. De plus, les besoins importants
19 en puissance sur l'horizon du Plan ont amené le Distributeur à lancer un appel
20 d'offres de court terme pour les quatre (4) prochains hivers ainsi qu'à planifier le
21 lancement d'un appel d'offres de long terme pour des approvisionnements en
22 puissance pour une période de vingt (20) ans.

23 Pour les années 2015 à 2023, les besoins prévus augmentent par rapport au Plan,
24 majoritairement en raison d'une demande plus élevée dans le secteur des
25 alumineries. La hausse des besoins est en moyenne de 2,5 TWh par année, ce qui
26 entraîne une réduction des surplus de 300 GWh à 3,5 TWh selon les années, par
27 rapport à la prévision du Plan. Les surplus demeurent toutefois importants et sont
28 évalués à environ 56 TWh sur la période 2014-2023.

29 L'ampleur des surplus justifie le maintien de la stratégie présentée dans le Plan,
30 impliquant la suspension complète des livraisons en base de la centrale de TCE
31 jusqu'à la fin du contrat en 2027 et une utilisation des conventions d'énergie différée
32 assurant l'écoulement du solde du compte d'énergie différée à la fin des conventions.
33 Conséquemment, et en conformité avec les orientations présentées par le
34 gouvernement du Québec dans le Plan budgétaire de juin 2014, au sujet de la
35 gestion du bloc patrimonial¹, le Distributeur ne planifie pas recourir à l'option de

¹ Plan budgétaire 2014-2015, article 3.2, juin 2014. <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2014-2015a/fr/documents/Planbudgetaire.pdf>

1 différer l'énergie du contrat de base d'ici la fin des conventions. Étant donné la nature
2 ferme des engagements de long terme du Distributeur, la flexibilité des livraisons de
3 l'électricité patrimoniale sera utilisée pour assurer l'équilibre offre - demande en
4 énergie.

5 En puissance, les besoins prévus à la pointe sont en hausse de 161 à 672 MW par
6 rapport au Plan pour les hivers 2014-2015 et suivants.

7 Pour combler ces besoins, le Distributeur dispose de plusieurs moyens, dont la
8 contribution en puissance de ses contrats de long terme et les interventions en
9 gestion de la demande en puissance. La contribution des marchés de court terme
10 suffit à combler les besoins au-delà de l'ensemble de ces moyens pour les premières
11 années du Plan. Pour assurer la disponibilité d'une partie de ces ressources, le
12 Distributeur a lancé en mai 2014 un appel d'offres qui a permis d'acquérir des
13 produits de puissance UCAP pour les hivers 2014-2015 à 2017-2018 pour des
14 quantités allant de 50 à 750 MW, soit une portion des quantités recherchées. Dans
15 les prochaines années, le Distributeur prévoit lancer d'autres appels d'offres de court
16 terme avec des préavis pouvant aller jusqu'à quelques années.

17 Au-delà de cette période, les besoins en puissance justifient le lancement, dès 2015,
18 d'un appel d'offres de long terme pour l'acquisition de 1 000 MW de puissance
19 garantie. Les contrats issus de cet appel d'offres auraient une durée de vingt (20)
20 ans et les livraisons débuteraient à partir de l'hiver 2018-2019. Les caractéristiques
21 du produit recherché ont fait l'objet d'un dépôt à la Régie dans le cadre du Plan.
22 Au-delà de l'ensemble de ces moyens, de nouveaux approvisionnements en énergie
23 et en puissance en hiver seront requis à partir de l'hiver 2022-2023 selon la
24 planification actuelle. Les besoins résiduels pourront être comblés sur les marchés
25 de court terme.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

1 La prévision de la demande est en hausse par rapport au Plan. Les ventes et les
2 besoins en puissance associés aux grandes entreprises de la clientèle Industrielle
3 expliquent en grande partie cette hausse. La prévision détaillée des ventes et des
4 besoins est présentée dans les sections 2.1 à 2.3.

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

5 Sur la période 2015-2023, l'écart cumulatif des ventes annuelles d'électricité par
6 rapport au Plan est de 20,2 TWh. En 2023, les ventes d'électricité devraient atteindre
7 184,1 TWh, une hausse de 1,9 TWh par rapport aux ventes prévues au Plan. La
8 prévision des ventes par secteurs de consommation est présentée au tableau 2-1.

Tableau 2-1 :
Prévision des ventes d'électricité par secteur de consommation (en TWh)

	2013 ¹	2014 ²	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-23	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	65,1	65,5	66,3	67,1	67,3	67,7	68,2	69,0	69,2	69,7	70,1	5,0	0,7%
Commercial et institutionnel	35,1	35,6	36,0	36,4	36,5	36,6	36,8	37,1	37,1	37,2	37,3	2,2	0,6%
Industriel PME	8,8	8,8	8,8	9,0	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,4	0,6	0,7%
Industriel grandes entreprises	56,9	55,8	55,6	56,7	57,0	57,1	57,6	58,9	60,0	60,8	61,4	4,6	0,8%
Alumineries	22,8	22,1	22,0	22,3	22,3	22,6	22,7	23,6	24,6	25,0	25,0	2,1	0,9%
Pâtes et papiers	14,1	14,0	13,2	13,0	12,4	11,6	11,4	11,2	11,0	10,9	10,7	-3,4	-2,7%
Pétrole et chimie	5,6	5,4	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5	-0,1	-0,1%
Mines	3,5	3,8	4,0	4,2	4,7	5,0	5,4	5,7	6,0	6,5	7,2	3,7	7,3%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,4	7,3	7,6	8,2	8,6	8,8	9,0	9,1	9,2	9,3	9,4	1,9	2,4%
Autres	3,3	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	0,3	0,9%
Autres	5,5	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,3	171,3	172,3	174,8	175,4	176,2	177,5	180,0	181,4	182,9	184,1	12,9	0,7%

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à décembre 2013, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à avril 2014, normalisées pour les conditions climatiques.

9 Les ventes prévues au secteur Résidentiel et agricole sont comparables à celles
10 prévues dans le Plan (-0,4 TWh à terme).

11 Au secteur Commercial et institutionnel, les ventes prévues en 2023 sont supérieures
12 de 0,6 TWh aux ventes prévues dans le Plan. Cette augmentation s'explique par une
13 prévision des variables économiques légèrement plus favorable que celle du Plan.

14 Sur l'ensemble de la période visée par le Plan, les ventes d'électricité aux petites et
15 moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel sont revues légèrement à la
16 baisse (-0,1 TWh par année en moyenne). Pour les dernières années de l'horizon,
17 des perspectives économiques plus favorables ramènent les ventes prévues près de
18 la prévision du Plan.

1 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision des ventes à l'horizon
 2 2023 affiche un écart favorable (1,6 TWh) par rapport au Plan. Cet écart est presque
 3 entièrement attribuable aux alumineries (1,7 TWh) alors que les autres secteurs
 4 industriels y contribuent marginalement (-0,1 TWh).

5 La prévision des ventes du secteur Autres, regroupant les réseaux de distribution
 6 municipaux, l'éclairage des voies publiques et le transport public, est inchangée à
 7 l'horizon 2023 par rapport au Plan.

2.2. Prévision des besoins en énergie

8 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 2-2, sont composés
 9 de la consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur
 10 les réseaux de distribution et de transport de 7,9 % pour les années 2015 et
 11 suivantes. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les
 12 taux de pertes observées au cours des dernières années. Sur la période 2015-2023,
 13 l'écart cumulé des besoins annuels en énergie par rapport à ceux prévus au Plan
 14 est de 22,6 TWh. À l'horizon 2023, les besoins prévus sont de 198,8 TWh, soit
 15 2,2 TWh de plus que ceux prévus au Plan.

**Tableau 2-2 :
Prévision des besoins en énergie (en 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	171,3	172,3	174,8	175,4	176,2	177,5	180,0	181,4	182,9	184,1	12,9	0,8%
+ Usage interne	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-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	0,1	
= Consommation visée par le Plan	171,7 ¹	171,7 ¹	172,6	175,0	175,7	176,5	177,7	180,2	181,5	183,0	184,2	12,5	0,7%
+ Pertes de distribution et de transport	13,9	13,2	13,6	13,8	13,9	13,9	14,0	14,2	14,3	14,4	14,5	0,6	
= Besoins visés par le Plan	185,6	185,0	186,2	188,8	189,5	190,4	191,7	194,4	195,8	197,4	198,8	13,1	0,7%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2014)	1,1	3,8											

¹ Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,172 TWh pour 2013 et de 0,081 TWh pour 2014 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 au Plan, les besoins en puissance prévus à la pointe sont en hausse de
 17 161 à 672 MW pour les hivers 2014-2015 et suivants. Cette hausse découle
 18 essentiellement d'une augmentation des ventes aux grandes entreprises du secteur
 19 Industriel et d'une mise à jour de la normale climatique qui ajoute, à elle seule,
 20 environ 130 MW aux pointes d'hiver prévues.

Tableau 2-3 :
Prévision des besoins en puissance (en 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	11 355	11 512	11 621	11 734	11 848	11 953	12 064	12 159	12 252	12 331	1 100	1,0%
Chauffage commercial et institutionnel	3 546	3 594	3 646	3 681	3 717	3 751	3 785	3 818	3 850	3 879	3 905	359	1,0%
Eau chaude résidentiel et agricole	1 840	1 861	1 878	1 891	1 909	1 926	1 942	1 956	1 969	1 979	1 989	150	0,8%
Industriel PME	1 533	1 517	1 518	1 538	1 552	1 563	1 574	1 579	1 590	1 601	1 613	80	0,5%
Industriel Grandes entreprises	7 174	6 888	6 854	6 934	7 002	7 015	7 088	7 230	7 409	7 488	7 555	381	0,5%
Autres usages	12 074	12 303	12 484	12 615	12 660	12 753	12 851	12 945	13 075	13 196	13 320	1 246	1,0%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 397	37 519	37 892	38 280	38 575	38 855	39 192	39 591	40 052	40 396	40 713	3 316	0,9%
Impact des conditions climatiques¹	1475	1303											

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
2 importants de deux types : l'aléa découlant des conditions climatiques et l'aléa sur la
3 demande prévue. L'aléa global est constitué de la combinaison indépendante des
4 deux.

5 L'aléa global sur les besoins en énergie du présent état d'avancement est à peu près
6 inchangé par rapport à celui du Plan, avec des écarts variant entre -0,1 et +0,2 TWh
7 sur un horizon de 5 ans. Ces écarts sont essentiellement attribuables à la
8 réévaluation de l'incertitude associée à la croissance économique dans les secteurs
9 de l'aluminium, des mines et des pâtes et papiers considérée dans l'établissement de
10 l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales). Le tableau 2-4
11 présente l'aléa sur les besoins en énergie.

Tableau 2-4
Aléa sur les besoins en énergie
Écart type (en TWh)

	2015	2016	2017	2018	2019
Aléa climatique	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3
Aléa sur la demande prévue	2.6	3.0	3.5	3.9	4.8
Aléa global	3.4	3.7	4.1	4.6	5.4

12 Par ailleurs, par rapport au Plan, l'aléa global sur les besoins en puissance à la
13 pointe d'hiver est inférieur de 20 MW pour l'hiver 2014-2015 et supérieur de 40 à
14 50 MW pour les hivers suivants (horizons 1 à 3 ans). L'augmentation de l'aléa global
15 pour les horizons de 1 à 3 ans découle principalement de la hausse de l'aléa
16 climatique sur les besoins à la pointe d'hiver. Dans le présent état d'avancement,

- 1 l'aléa climatique présente un écart type plus élevé essentiellement parce que, pour
- 2 un même horizon, les besoins en puissance prévus à la pointe d'hiver sont plus
- 3 élevés que ceux prévus au Plan. Le tableau 2-5 présente l'aléa sur les besoins en
- 4 puissance à la pointe d'hiver.

Tableau 2-5 :
Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver
Écart type (en MW)

	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18
Aléa climatique	1 480	1 520	1 530	1 550
Aléa sur la demande prévue	590	800	940	1 060
Aléa global	1 590	1 710	1 800	1 880

3. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

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

3.1. Interventions en économie d'énergie

5 Pour l'année 2015, les économies d'énergie du PGEÉ devraient atteindre 8,8 TWh,
6 dépassant ainsi la cible fixée à 8 TWh. En ajoutant les interventions du Bureau de
7 l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ) et le projet CATVAR, les économies
8 d'énergie cumulées atteindront environ 10 TWh en 2015.

9 Au-delà de 2015, le Distributeur maintient sa proposition de combler environ le tiers
10 de la croissance des ventes par des interventions en économie d'énergie.

11 Au cours des prochaines années, le Distributeur déploiera les stratégies énoncées
12 dans le Plan en s'appuyant principalement sur :

- 13 • l'optimisation des programmes existants dans tous les marchés ;
- 14 • une offre structurée d'outils et de conseils personnalisés pour inciter la
15 clientèle résidentielle à mieux comprendre et gérer sa consommation
16 d'électricité. Ces outils seront également offerts aux petits clients Affaires ;
- 17 • un virage progressif de l'offre aux grands clients Industriels visant
18 l'adoption d'un ensemble d'éléments d'amélioration continue de la
19 performance énergétique.

20 Enfin, le Distributeur offre depuis toujours à sa clientèle à faible revenu des
21 programmes spécifiques, adaptés à la capacité de payer de cette clientèle. Pour faire
22 suite aux préoccupations du gouvernement émises dans le décret D-841-2014, le
23 Distributeur intensifiera ses efforts pour cette clientèle.

3.2. Interventions en gestion de la demande en puissance

24 Le Distributeur a bonifié les options d'électricité interruptible offertes aux clientèles de
25 moyenne et de grande puissance. Les nouvelles modalités, approuvées par la Régie
26 dans sa décision D-2014-156, seront effectives dès l'hiver 2014-2015. Cette offre
27 commerciale devrait permettre au Distributeur de maintenir, voire d'accroître, les
28 quantités de puissance offertes. Pour l'hiver 2014-2015, les demandes d'adhésion à
29 l'option d'électricité interruptible atteignent environ 1 100 MW, ce qui porte à
30 1 252 MW la contribution attendue totale de l'électricité interruptible, en incluant le

- 1 contrat d'interruptible avec 'Alouette. Pour les hivers suivants, le Distributeur
2 maintient pour le moment la contribution attendue de l'option d'électricité interruptible
3 à 850 MW et la réévaluera à la lumière de l'évolution des demandes d'adhésion dans
4 les prochaines années. Avec la croissance prévue de la charge interruptible de
5 l'Aluminerie Alouette, l'électricité interruptible totale atteindra 1 150 MW dès l'hiver
6 2016-2017, puis 1 300 MW à l'hiver 2020-2021.
- 7 Également, le Distributeur accélère le déploiement de nouvelles interventions en
8 gestion de la demande en puissance.
- 9 Au marché Résidentiel, un projet pilote de chauffe-eau interruptibles sera en place
10 dès l'hiver 2014-2015. Ainsi, le Distributeur prévoit devancer le déploiement du
11 programme à plus grande échelle à l'hiver 2015-2016 plutôt qu'à l'hiver 2016-2017,
12 suivant les résultats du projet pilote.
- 13 Enfin, un système automatisé d'interruptions de charges de chauffage, ventilation et
14 climatisation en périodes de pointe sera installé dans des bâtiments d'Hydro-Québec
15 à partir de l'hiver 2014-2015.
- 16 Le tableau 3-1 présente le détail par intervention.

**Tableau 3-1 :
Contribution des interventions en efficacité énergétique
à la réduction des besoins de puissance (en MW)**

	2015- 2016	2022- 2023
Électricité interruptible	1 000	1 300
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	620	620
Nouvelles interventions en GDP	75	300
Impact en puissance des interventions en économie d'énergie	1 590	2 550
TOTAL	3 285	4 770

- 17 L'ensemble des interventions en efficacité énergétique contribuera à réduire les
18 besoins en puissance de près de 3 300 MW à l'hiver 2015-2016, soit 8 % des
19 besoins en puissance, et de près de 4 800 MW, soit environ 11 % des besoins en
20 puissance à l'horizon du Plan.

4. APPROVISIONNEMENTS ET ÉQUILIBRE OFFRE - DEMANDE

4.1. Caractéristiques des approvisionnements existants

1 Le portefeuille d'approvisionnements du Distributeur comporte maintenant
2 66 contrats de long terme. Depuis le dépôt du Plan, le Distributeur a signé cinq (5)
3 nouveaux contrats dans le cadre du programme d'achat d'électricité à base de
4 biomasse forestière résiduelle de 50 MW et moins (PAÉ 2011-01) et un contrat
5 éolien, ajoutant une puissance contractuelle totalisant 183,1 MW. Une liste détaillée
6 des contrats de long terme en vigueur est présentée à l'annexe E.

7 Par ailleurs, certains projets sous contrat lors du dépôt du Plan ont fait l'objet de
8 changements :

- 9 • le contrat Énergie Quévillon 2012 (Fortress Global Cellulose Ltd.), pour
10 une puissance contractuelle de 34,0 MW et dont la date garantie de début
11 des livraisons était le 1^{er} juin 2014 n'est plus en vigueur ;
- 12 • la mise en service prévue de la centrale de Val-Jalbert a été reportée au
13 1^{er} décembre 2014 ;
- 14 • la mise en service prévue de la centrale Témiscaming n° 2 de Tembec
15 Énergie S.E.C. a été reportée au 15 novembre 2014 ;
- 16 • la mise en service prévue de la phase 2 du parc éolien de St-Ulric
17 St-Léandre a été reportée au 1^{er} décembre 2015 ;
- 18 • la mise en service prévue de la centrale de cogénération d'Innoventé,
19 localisée à Trois-Rivières, a été reportée au 1^{er} mai 2016 ;
- 20 • la mise en service prévue de la centrale de cogénération d'Innoventé,
21 localisée à Matane, a été reportée au 3 juin 2016 ;
- 22 • les livraisons de la centrale de TCE ont été suspendues pour les années
23 2015 à 2018, à la suite aux amendements à l'entente de 2009 approuvés
24 par la Régie (décision D-2014-086).

4.2. Approvisionnements projetés

4.2.1. Appel d'offres éolien (450 MW)

25 Suite à l'adoption du décret 1149-2013 par le gouvernement du Québec, le
26 Distributeur a lancé en décembre 2013 un appel d'offres visant l'acquisition de
27 450 MW d'énergie éolienne, composé de 300 MW issus de projets provenant des

1 régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et de 150 MW
2 issus de projets provenant de l'ensemble du Québec.

3 Le début des livraisons d'électricité d'un premier 100 MW est prévu, au plus tard, en
4 décembre 2016 et celui de la quantité résiduelle, soit 350 MW, est prévu en
5 décembre 2017. Les soumissions seront déposées au plus tard le 5 novembre, à la
6 suite de l'approbation par la Régie, le 20 octobre 2014, de la grille de pondération
7 des critères d'évaluation.

4.2.2. Entente d'intégration éolienne

8 En juin 2013, une demande d'approbation des caractéristiques du produit recherché
9 et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne a
10 été déposée à la Régie. Le Distributeur est en attente d'une décision dans ce dossier
11 afin de procéder aux démarches requises pour l'acquisition du service.

4.2.3. Petites centrales hydroélectriques

12 En juin 2014, le gouvernement du Québec a annoncé son intention de réactiver les
13 projets de petites centrales hydroélectriques qui avaient été annulés en février 2013².
14 L'ensemble de ces projets totalise une puissance contractuelle de 83,2 MW et est
15 intégré à la planification du Distributeur. De ces projets, trois (3) font l'objet d'un
16 contrat en vigueur avec le Distributeur.

4.3. Bilan en énergie

17 Par rapport au Plan, les besoins prévus sont en hausse de 500 GWh à 4 TWh par
18 année sur la période 2015-2023, ce qui contribue à réduire les surplus anticipés de
19 300 GWh à 3,5 TWh selon les années. Ceux-ci totalisent ainsi environ 56 TWh sur
20 l'ensemble de la période. Le bilan en énergie est présenté au tableau 4-1.

² Plan budgétaire 2014-2015, article 6.3, juin 2014. <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2014-2015a/fr/documents/Planbudgetaire.pdf>.

Tableau 4-1 :
Bilan en énergie (en TWh)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	188,8	186,2	188,8	189,5	190,4	191,7	194,4	195,8	197,4	198,8
– Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
– HQP - Base et cyclable	4,3	3,3	3,5	3,5	3,6	4,1	4,6	4,6	4,7	4,2
– Biomasse et petite hydraulique	1,5	2,0	2,8	3,3	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
– Éolien	6,8	8,3	9,7	10,5	11,5	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
– Achats d'énergie en hiver	2,6	0,3	0,4	0,5	0,4	0,5	0,9	1,5	2,1	3,2
Surplus	(5,3)	(6,6)	(6,4)	(7,2)	(7,5)	(6,8)	(5,0)	(4,7)	(3,8)	(3,0)

1 Compte tenu des surplus anticipés, le Distributeur planifie suspendre les livraisons
 2 de la centrale de TCE sur l'horizon du Plan, en vertu de l'entente approuvée par la
 3 décision D-2014-086. De plus, le Distributeur ne prévoit pas différer l'énergie du
 4 contrat de base dont il dispose avec le Producteur, et ce, afin d'assurer que le solde
 5 d'énergie différée puisse être écoulé à la fin des Conventions, comme indiqué dans
 6 le Plan.

7 Conformément aux orientations présentées par le gouvernement du Québec dans le
 8 Plan budgétaire de juin 2014, au sujet de la gestion du bloc patrimonial, le
 9 Distributeur continuera de miser sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale pour
 10 assurer l'équilibre offre - demande en énergie, les autres engagements de long terme
 11 dont il dispose étant fermes et leurs livraisons ne pouvant être réduites.

4.4. Bilan en puissance

12 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 4-2. Il tient compte de
 13 la réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité, laquelle est présentée à la
 14 section 5.1.

Tableau 4-2 :
Bilan en puissance (en MW)

	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 892	38 280	38 575	38 855	39 192	39 591	40 052	40 396	40 713
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 614	3 775	4 104	4 323	4 360	4 405	4 546	4 584	4 620
Besoins à la pointe incluant la réserve	41 506	42 055	42 679	43 178	43 552	43 996	44 597	44 980	45 333
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- HQP - Base et cyclable	600	700	700	800	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
- Biomasse et petite hydraulique	299	390	457	523	523	523	523	523	523
- Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	934	1 098	1 186	1 308	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
- Gestion de la demande en puissance	1 252	1 075	1 275	1 325	1 375	1 425	1 600	1 600	1 600
▪ Électricité interruptible	1 252	1 000	1 150	1 150	1 150	1 150	1 300	1 300	1 300
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	0	75	125	175	225	275	300	300	300
- Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
- Transactions de court terme réalisées	750	500	300	50					
= Puissance additionnelle requise	0	600	1 050	1 500	1 650	2 050	2 400	2 800	3 150

Note (1) : Contribution équivalente à 35 % de la puissance contractuelle, en vertu de l'entente d'intégration éolienne.

1 Le bilan en puissance intègre la contribution en puissance des approvisionnements
 2 de long terme du Distributeur ainsi que les moyens de gestion de la demande
 3 présentés à la section 3 et l'abaissement de tension. La contribution des marchés de
 4 court terme, dont le potentiel est établi à 1 500 MW, suffit à combler les besoins pour
 5 les premières années du Plan. Pour assurer la disponibilité d'une partie de ces
 6 ressources, le Distributeur a lancé en mai 2014 un appel d'offres qui a permis
 7 d'acquérir des produits de puissance UCAP pour les hivers 2014-2015 à 2017-2018
 8 pour des quantités allant de 50 à 750 MW, soit une portion seulement des quantités
 9 recherchées.

10 Au-delà de ces moyens, le bilan en puissance fait état de besoins de long terme à
 11 partir de l'hiver 2018-2019. La stratégie du Distributeur pour répondre à ces besoins
 12 s'appuie principalement sur les trois éléments suivants :

- 13 • l'acquisition de moyens de puissance de long terme ;
- 14 • l'utilisation en pointe de la centrale de TCE à Bécancour ;
- 15 • l'acquisition d'énergie en base et la puissance associée en hiver.

16 Le Distributeur présente également la stratégie prévue d'acquisition
 17 d'approvisionnements sur les marchés de court terme.

4.4.1. Moyens de puissance de long terme

18 Le Distributeur lancera à l'hiver 2015 un appel d'offres afin de combler une portion de
 19 ses besoins en puissance de long terme. Les caractéristiques du produit recherché

1 ont fait l'objet d'un dépôt à la Régie dans le cadre du Plan, en septembre 2014.
2 L'appel d'offres vise l'acquisition de moyens de puissance de long terme, soit des
3 contrats d'une durée de 20 ans, pour une quantité totale de 1 000 MW et dont les
4 livraisons débuteraient à partir de l'hiver 2018-2019. Les installations de production
5 devront être situées dans la zone d'équilibrage Québec ou sinon être raccordées au
6 réseau de façon à maintenir intacte la capacité d'importation des interconnexions
7 existantes, ceci afin de préserver le potentiel d'approvisionnement des marchés de
8 court terme.

4.4.2. Utilisation en pointe de la centrale de TCE à Bécancour

9 Des discussions ont été entreprises avec TCE en vue qu'une contribution en
10 puissance soit rendue disponible pour des livraisons provenant de la centrale de
11 Bécancour. Cette contribution pourrait nécessiter des modifications aux installations
12 de la centrale. La contribution attendue en énergie serait d'une centaine d'heures en
13 hiver. Le Distributeur tiendra la Régie informée des développements en ce sens, au
14 moment opportun.

4.4.3. Énergie en base et puissance associée en hiver

15 Étant donné la croissance des besoins en puissance et en énergie en période
16 hivernale, le Distributeur prévoit l'acquisition d'un moyen comportant des livraisons
17 d'énergie en base en hiver, avec une garantie de puissance, pour des livraisons
18 débutant à l'hiver 2022-2023. Les démarches en ce sens ne sont pas prévues avant
19 le dépôt du prochain plan d'approvisionnement, mais elles viseraient également
20 l'acquisition de moyens localisés dans la zone d'équilibrage Québec ou permettant
21 de préserver le potentiel d'approvisionnement des marchés de court terme.

4.4.4. Contribution des marchés de court terme

22 Le Distributeur envisage de combler ses besoins résiduels en puissance sur les
23 marchés de court terme, notamment par le biais de produits flexibles comportant peu
24 de contraintes en ce qui a trait à la contribution en énergie, ainsi que par l'acquisition
25 de produits de puissance de type UCAP comme il le fait depuis plusieurs années.
26 Ces moyens pourraient être acquis avec des préavis variables, soit de quelques mois
27 avant le début de l'hiver jusqu'à quelques années avant le début des livraisons, et ce,
28 afin d'en sécuriser la disponibilité.

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,
 2 une réserve suffisante est requise pour faire face aux aléas de la demande et au
 3 risque d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est établie de manière à
 4 respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance
 5 de 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
 7 besoins à satisfaire, des aléas de la demande ainsi que des caractéristiques des
 8 ressources déployées par le Distributeur.
- 9 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour
 10 respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 5-1
 11 présente l'évolution des taux de réserve depuis le dépôt du Plan.

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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	9,5%	9,8%	10,4%	10,9%
État d'avancement 2014	9,5%	9,9%	10,6%	11,1%

- 12 Les taux de réserve requise sont comparables à ceux du Plan. Les variations des
 13 besoins et de l'aléa global sur les besoins expliquent principalement les écarts
 14 observés.

5.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

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

5.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

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

- 20 « Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du
 21 scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa

- 1 climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors
2 Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année. »
- 3 L'aléa global atteint 5,4 TWh sur l'horizon de cinq ans, tel que présenté à la
4 section 2.4. Le tableau 5-2 présente l'impact sur les surplus de l'ajout d'un écart type
5 au scénario de demande de référence.

**Tableau 5-2 :
Critère de fiabilité en énergie du Distributeur (en TWh)**

	2015	2016	2017	2018	2019
Surplus (réf. Tableau 4-1)	(6,6)	(6,4)	(7,2)	(7,5)	(6,8)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 2-4)	3,4	3,7	4,1	4,6	5,4
Surplus + 1 écart type	(3,2)	(2,7)	(3,0)	(3,0)	(1,4)

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

5.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

- 10 La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité
11 patrimoniale fournie par le Producteur. Le Distributeur doit donc s'assurer que son
12 principal fournisseur est en mesure de répondre à ses obligations tout en respectant
13 le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par ce
14 dernier.
- 15 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès du
16 Producteur. Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août
17 et novembre de chaque année.
- 18 Les documents concernant le suivi de novembre 2014 seront transmis à la Régie dès
19 qu'ils seront disponibles.

6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

6.1. Rappel de la stratégie du Distributeur

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

6.2. Bilan offre-demande

8 Le bilan en puissance est obtenu de la différence entre la prévision des besoins et la
9 puissance garantie, laquelle est établie à partir du critère de planification. À
10 l'exception de la centrale Cap-aux-Meules, le bilan en puissance demeure
11 relativement stable depuis le dépôt du Plan.

12 Le tableau 6-1 présente la mise à jour de la marge de puissance de chacun des
13 réseaux autonomes.

Tableau 6-1 :
Marges (déficits) de puissance par réseau (en MW)

	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules	9,6	8,9	8,5	8,1	7,7	7,3	7,0	6,7	6,4	6,1
L'Île-d'Entrée	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Nunavik										
Akulivik	1,1	1,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Aupaluk	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)
Inukjuak	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Ivujivik	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)
Kangiqualujuaq	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,1)
Kangijsuaq	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Kangirsuk	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)
Kuujuaq	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,0	(0,1)
Kuujuarapik	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,4)
Puvirnituq	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	(0,0)
Quaqtaq	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)
Salluit	0,1	0,1	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)
Tasiujaq	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Umiujaq	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Basse Côte-Nord										
Lac Robertson	2,2	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1
La Romaine	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Port-Menier	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Schefferville										
Schefferville	1,1	0,7	0,3	(0,1)	(0,4)	(0,6)	(0,9)	(1,1)	(1,4)	(1,6)
Haute-Mauricie										
Opitciwan	0,7	0,6	0,6	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,6)
Clova	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

1 À Cap-aux-Meules, l'optimisation du rendement des groupes diesels à la centrale
 2 ainsi que la réduction significative de leurs heures d'indisponibilité, particulièrement
 3 pendant la période hivernale, ont permis au Distributeur d'adopter le même critère de
 4 planification que celui des autres centrales en réseau autonome, soit (N-1)×90 %.
 5 Par conséquent, le déficit en puissance de ce réseau a été repoussé au-delà de
 6 l'horizon du Plan.

7 Au Nunavik, le portrait des déficits en puissance reste pratiquement identique à celui
 8 présenté dans le Plan. Une révision à la baisse de la prévision de la demande sur la
 9 période du Plan explique toutefois un déplacement dans le temps des déficits en
 10 puissance pour certains villages.

11 À Schefferville, la prévision des besoins en énergie et en puissance à la pointe est
 12 revue à la baisse, notamment en raison de la diminution du taux de pertes prévu

1 pour ce réseau. En effet, cette prévision intègre les taux de perte observés en 2012
2 et 2013, lesquels sont plus faibles que ceux des années 2008 à 2011 considérés
3 dans la prévision antérieure. Cette mise à jour reporte de deux ans le déficit en
4 puissance prévu.

6.3. Stratégie d'approvisionnement

6.3.1. Interventions en efficacité énergétique

5 Le Distributeur élargit le PUEÉ au gaz propane aux Îles-de-la-Madeleine et établit
6 présentement les modalités relatives à l'introduction de ce combustible au PUEÉ afin
7 de l'offrir à la clientèle résidentielle dans les meilleurs délais.

8 De plus, le Distributeur maximise l'utilisation des programmes existants du PGEÉ
9 tout en les adaptant aux particularités de chacun des réseaux. Des programmes
10 visant notamment l'enveloppe du bâtiment seront déployés dans tous les réseaux.
11 Par ailleurs, les campagnes de sensibilisation à la consommation efficace d'énergie
12 se poursuivent.

13 Enfin, le Distributeur renouvellera la campagne de sensibilisation à la pointe
14 hivernale aux Îles-de-la-Madeleine et à Schefferville. Aussi, pour la première fois cet
15 hiver, cette campagne sera étendue à l'ensemble des villages du Nunavik.

6.3.2. Suivi des projets en énergies renouvelables

16 Les résultats des études préliminaires étant favorables au projet de jumelage
17 éolien-diésel aux Îles-de-la Madeleine, le Distributeur poursuit son analyse de
18 différents scénarios de développement de ce projet. La phase 2 de l'avant-projet de
19 Cap-aux-Meules permettra de préciser davantage les enjeux techniques et de coûts,
20 notamment en ce qui concerne l'intégration. Sur la base des résultats obtenus,
21 l'évaluation du potentiel de jumelage éolien-diésel pour les réseaux autonomes
22 pourra être complétée.

23 Par ailleurs, le projet de jumelage éolien-diésel de Kangiqsualujuaq a été arrêté à la
24 suite des conclusions défavorables des études préliminaires. Enfin, aucun nouveau
25 développement ne permet au Distributeur d'envisager l'utilisation d'hydroliennes
26 comme moyen de production dans un proche avenir.

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)	6 691	6 740	6 788	6 830	6 873	6 917	6 962	7 006	7 054	7 105	7 159
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	43,8	37,7	36,5	35,5	35,3	35,2	35,0	33,8	32,1	29,8	28,5
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,1	1,6	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,5	1,6	1,5
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	-1,5	2,7	1,9	2,4	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	1,8	1,9
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	1,6	1,3	1,9	1,8	1,9	1,7	1,7	1,6	1,4	1,6	1,4
Croissance de l'emploi total (%)	1,1	0,3	1,0	0,8	0,7	0,6	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3
Croissance de la rémunération des salariés ¹ (%)	1,5	-0,6	1,7	1,4	1,7	1,5	1,0	0,8	0,9	1,0	0,9

¹ La croissance du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés est exprimée 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, dans les tableaux B-1 et B-2, les fourchettes
2 d'encadrement de la prévision de la demande du présent état d'avancement.
3 Elles se fondent sur les estimations de l'aléa sur la demande prévue à conditions
4 climatiques normales, présentées à la section 2.4. Les fourchettes
5 d'encadrement couvrent une probabilité d'occurrence d'environ 80 % et
6 correspond à +/- 1,3 écart type.

Tableau B-1 :
Encadrement de la prévision de la demande
Besoins en énergie (en TWh)

	2013 ¹	2014 ²	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023	
												TWh	tx annuel moyen
Besoins en énergie moins 1,3 écart type	185,6	183,8	182,9	185,0	185,0	185,3	185,4	186,3	187,2	188,5	189,7	4,0	0,2%
Besoins en énergie prévus	185,6	185,0	186,2	188,8	189,5	190,4	191,7	194,4	195,8	197,4	198,8	13,1	0,7%
Besoins en énergie plus 1,3 écart type	185,6	186,2	189,6	192,7	194,0	195,5	198,0	202,5	204,5	206,3	207,9	22,3	1,1%

¹ Besoins publiés, normalisés pour les conditions climatiques.

² Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2014 normalisés pour les conditions climatiques.

Tableau B-2 :
Encadrement de la prévision de la demande
Besoins en puissance (en MW)

	2012-13 ¹	2013-14 ¹	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	Croissance 2012-2022	
												MW	tx annuel moyen
Besoins en puissance moins 1,3 écart type	37 397	37 519	37 123	37 240	37 355	37 474	37 563	37 722	37 975	38 246	38 518	1 121	0,3%
Besoins en puissance prévus	37 397	37 519	37 892	38 280	38 575	38 855	39 192	39 591	40 052	40 396	40 713	3 316	0,9%
Besoins en puissance plus 1,3 écart type	37 397	37 519	38 661	39 320	39 794	40 237	40 820	41 461	42 128	42 546	42 908	5 511	1,4%

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 LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023

Tableau C-1 :
Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2014-2023
Prévision des ventes par secteurs de consommation (en TWh)

	2013 ^{1,2}	2014 ³	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-23
Résidentiel et agricole												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	65,5	65,7	66,0	66,7	67,1	67,8	68,3	69,3	69,5	70,0	70,5	5,0
Écart	-0,4	-0,1	0,3	0,3	0,1	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	
Commercial et institutionnel												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	35,2	35,4	35,6	35,9	36,0	36,1	36,3	36,5	36,6	36,7	36,7	1,5
Écart	-0,1	0,1	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	
Industriel PME												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	0,4
Écart	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	
Industriel grandes entreprises												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	57,0	54,3	52,8	53,6	53,7	54,2	57,4	58,4	58,6	59,1	59,8	2,8
Écart	-0,1	1,5	2,8	3,0	3,2	2,8	0,2	0,6	1,4	1,7	1,6	
Autres												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4
Écart	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	172,1	170,0	169,0	171,1	171,7	173,2	177,1	179,3	179,8	181,0	182,2	10,1
Écart	-0,8	1,4	3,3	3,7	3,7	3,1	0,4	0,7	1,6	1,9	1,9	

¹ Pour l'état d'avancement 2014 du Plan, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2013, normalisées pour les conditions climatiques.

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

Tableau C-2 :
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023
Prévision des besoins en énergie (en TWh)

	2013 ^{1,2}	2014 ¹	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-2023
Consommation visée par le Plan												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	172,4	170,2	169,2	171,2	171,9	173,3	177,2	179,4	179,9	181,0	182,2	9,8
Écart	-0,7	1,5	3,4	3,8	3,8	3,2	0,5	0,8	1,7	1,9	2,0	
Pertes de distribution et de transport												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	13,5	13,4	13,4	13,5	13,6	13,7	14,0	14,2	14,2	14,3	14,4	0,9
Écart	0,4	-0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
Besoins visés par le Plan												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	185,9	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6	10,7
Écart	-0,3	1,3	3,7	4,1	4,1	3,4	0,5	0,9	1,8	2,1	2,2	

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour l'état d'avancement 2014.

² Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023.

Tableau C-3 :
Comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023
Besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages (en MW)

	2012- 2013 ^{1,2}	2013- 2014 ¹	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	Croiss. 12-22
Chauffage résidentiel et agricole												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	11 231	11 345	11 472	11 600	11 733	11 867	11 991	12 102	12 196	12 289	12 367	1 137
Écart	0	10	40	20	1	-19	-38	-38	-37	-37	-36	
Chauffage commercial et institutionnel												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3 546	3 584	3 631	3 681	3 724	3 764	3 802	3 835	3 867	3 896	3 922	376
Écart	0	10	15	0	-7	-13	-17	-17	-17	-17	-17	
Eau chaude résidentiel et agricole												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1 840	1 859	1 876	1 889	1 907	1 924	1 940	1 954	1 967	1 978	1 988	148
Écart	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Industriel - PME												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1 533	1 511	1 536	1 542	1 555	1 568	1 571	1 569	1 569	1 571	1 575	42
Écart	0	6	-18	-4	-3	-5	3	9	21	30	39	
Industriel - Grandes entreprises												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	7 174	6 833	6 505	6 590	6 627	6 692	7 088	7 183	7 234	7 285	7 355	181
Écart	0	55	350	344	375	323	0	47	175	203	200	
Autres usages												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	12 074	12 242	12 249	12 305	12 407	12 523	12 639	12 753	12 893	13 018	13 134	1 060
Écart	0	62	235	310	253	229	211	191	182	178	186	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
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
Plan d'approvisionnement 2014-2023	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943
Écart	0	144	624	672	620	518	161	194	325	360	373	

¹ 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.

² Pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023, 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 prévision³. Dans ce plan, le Distributeur indique qu'il fournira pour
3 chacun des secteurs l'écart moyen et l'erreur type (RCMCE) des modèles lors du
4 prochain plan d'approvisionnement.

5 Pour le moment, uniquement les ventes réelles des années 2012 et 2013 sont
6 disponibles. Dans cette annexe, le Distributeur présente donc, provisoirement, les
7 écarts de prévision pour l'État d'avancement 2012 et le Plan au tableau D-1. Le
8 Distributeur a entamé cette analyse dans le cadre du dossier tarifaire R-3905-2014
9 en présentant les écarts de prévision des dossiers tarifaires R-3814-2012 et
10 R-3854-2013⁴. Il faut noter que, dans la présente annexe, ce sont les écarts pour
11 l'entièreté des secteurs industriels Grandes entreprises qui sont présentés. Ainsi, les
12 résultats par secteurs diffèrent de ceux présentés au dossier R-3905-2014, où seule
13 la prévision pour le tarif L était retenue aux fins de compatibilité avec la segmentation
14 des tableaux de ce dossier.

15 Ainsi, il appert du tableau D-1 que les écarts entre les ventes réelles normalisées et
16 les ventes prévues sont relativement faibles. Plus de la moitié de l'écart de
17 +2 108 GWh constaté dans le secteur des pâtes et papiers, pour la prévision des
18 ventes de l'année 2013 faite lors de l'État d'avancement 2012, est due au
19 redémarrage des usines Stadacona (août 2012) et Produits forestiers Résolu
20 (octobre 2012 et mai 2013). Dans le secteur de la sidérurgie, de la fonte et de
21 l'affinage, l'écart de -544 GWh, pour la prévision des ventes de l'année 2013 faite
22 lors de l'État d'avancement 2012, s'explique essentiellement par un conflit de travail
23 dans le secteur du silicium. Les autres écarts sont dus aux variations économiques.
24

³ Voir à la page 19 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0081).

⁴ Voir la pièce HQD-4, document 2.1 (B-0065).

Tableau D-1 :
Écarts¹ de prévision par secteurs de consommation (en GWh)

	2012	2013
Résidentiel et agricole		
État d'avancement 2012	166	-102
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-360
Commercial et institutionnel		
État d'avancement 2012	-36	199
Plan d'approvisionnement 2014-2023		9
Industriel PME		
État d'avancement 2012	-17	30
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-156
Industriel grandes entreprises²		
Pâtes et papiers		
État d'avancement 2012	402	2 108
Plan d'approvisionnement 2014-2023		420
Pétrole et chimie		
État d'avancement 2012	-59	-60
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-134
Mines		
État d'avancement 2012	26	-159
Plan d'approvisionnement 2014-2023		5
Sidérurgie, fonte et affinage		
État d'avancement 2012	86	-544
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-137
Divers manufacturier		
État d'avancement 2012	-1	-160
Plan d'approvisionnement 2014-2023		17
Autres		
État d'avancement 2012	5	26
Plan d'approvisionnement 2014-2023		-12

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 réelle ou (prévue) de début des livraisons
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	127,5	20 novembre 2009
		22,5	(1er décembre 2015)
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	29 novembre 2011
		111,0	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-Etchemins 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	19 janvier 2013
		150,0	31-août-13
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-Épiphanie MRC Rivière-du-Loup	24,6	19 novembre 2013
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beupré 2)	MRC de la Côte-de- Beupré	131,2	28 novembre 2013
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante MRC d'Avignon	135,7	7 décembre 2013
		21,15	(1er décembre 2014)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
Parcs éoliens			
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	14 octobre 2014
Par éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 4)	MRC de la Côte-de- Beaupré	67,9	(1er décembre 2014)
Énergie éolienne communautaire Le Plateau S.E.C. (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	21,15	(1er décembre 2014)
Société en commandite Fleur de lis Éoliennes Saint- Damase (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	23,5	(1er décembre 2014)
Énergie éolienne Vents du Kempt S.E.C. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	101,05	(1er décembre 2014)
Éoliennes Témiscouata S.E.C. (Témiscouata)	Saint-Honoré-de-Témiscouata MRC Témiscouata	23,5	(1er décembre 2014)
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	(1er décembre 2014)
S.E.C. EEN CA Le Granit et Énergie du Granit Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	(1er décembre 2014)
EEN CA Rivière-du-Moulin S.E.C. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	(1er décembre 2014) (1er décembre 2015)
Boralex 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 Kahnawáke Inc. (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	24,0	(1er décembre 2015)
Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C. (Côte-de-Beaupré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beaupré	25,0	(1er décembre 2015)
Éoliennes Belle-Rivière S.E.C. (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1er décembre 2015)
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 2015)
Parc éolien Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. (Mesgi'g Ugju's'n)	TNO de Rivière Nouvelle MRC d'Avignon	149,7	(1er décembre 2016)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
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 (Abitibi-Témiscamingue)	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008
Fibre 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
Fibre 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
Innoventé Inc. (Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	25 septembre 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
Tembec Énergie S.E.C. (Témiscaming #2)	Témiscaming	50,0	(15 novembre 2014)
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville)	Val Saint-François	3,75	(30 novembre 2014)
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Thurso)	Thurso	5,20	(1er avril 2015)
9139-3991 Québec Inc. (Valleyfield)	Salaberry-de-Valleyfield (Québec)	9,75	(30 septembre 2015)
Biomont Énergie Inc.	Montréal	4,80	(28 février 2016)
Innoventé Inc. (Trois-Rivières)	Trois-Rivières	8,8	(1 mai 2016)
Innoventé Inc. (Matane)	Matanie	7,2	(3 juin 2016)
Bioénergie Sacré-Cœur S.E.C. (Boisaco)	Sacré-Cœur MRC de la Haute Côte-Nord	9,90	(15 mars 2017)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
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-Gameau)	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 ouiatchouan S.E.C. (Val-Jalbert)	Chambord MRC Domaine-du-Roy	16,0	(1er décembre 2014)
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	À déterminer

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

**Tableau F-1 :
Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée**

Sommaire des contrats en base et cyclable

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

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
En MW	Janvier	0	0	550	600	400	150	0	100	100	200	400	400	400	400	0	0	0	0	
	Février	0	0	700	400	400	150	0	50	50	100	300	400	400	20	0	0	0	0	
	Mars	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0
	Avril	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-350	0	0	0	0	600	0	0	0	0	150	400	400	400	0	0	0	0	0
En TWh	Total différé	-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	1,1	0,7	0,6	0,7	0,0	0,1	0,1	0,2	0,6	0,9	0,9	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0	
	Solde	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-4,0	-3,9	-3,8	-3,6	-2,9	-2,1	-1,2	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	